



TUGAS AKHIR - MO141326

***ANALISIS RISK BASED INSPECTION (RBI) PADA SUBSEA
PIPELINE AKIBAT UPHEAVAL BUCKLING***

Cindy Diniharziany Yumm

NRP. 04311540000147

Dosen Pembimbing:

Ir. Imam Rochani, M.Sc.

Dr. Yeyes Mulyadi, S.T., M.Sc.

DEPARTEMEN TEKNIK KELAUTAN

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknolgi Sepuluh Nopember



FINAL PROJECT - MO141326

**RISK BASED INSPECTION (RBI) ANALYSIS OF SUBSEA
PIPELINE CAUSED BY UPHEAVAL BUCKLING**

Cindy Diniharziany Yumm

Reg. Number 04311540000147

Supervisors:

Ir. Imam Rochani, M.Sc.

Dr. Yeyes Mulyadi, S.T., M.Sc.

Department of Ocean Engineering

Faculty of Marine Technology

Sepuluh Nopember Institute of Technology

2019

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

LEMBAR PENGESAHAN

ANALISIS RISK BASED INSPECTION (RBI) PADA SUBSEA PIPELINE AKIBAT UPHEAVAL BUCKLING TUGAS AKHIR

Diajukan untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar Sarjana Teknik
pada Program Studi S-1 Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi
Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

Oleh:

CINDY DINIHARZIANY YUMM

NRP. 04311540000147

Disetujui Oleh:

1. Ir. Imam Rochani, M.Sc

(Pembimbing 1)

2. Dr. Yeyes Mulyadi, S.T., M.Sc

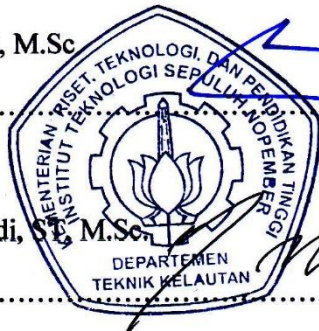
(Pembimbing 2)

3. Nur Syahroni, S.T., M.T., Ph.D

(Penguji 1)

4. Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D.

(Penguji 2)



ANALISIS *RISK BASED INSPECTION (RBI)* PADA *SUBSEA PIPELINE* AKIBAT *UPHEAVAL BUCKLING*

Nama : Cindy Diniharziany Yumm

NRP : 04311510000147

Jurusan : Teknik Kelautan FTK-ITS

Dosen Pembimbing : Ir. Imam Rochani, M.Sc.

Dr. Yeyes Mulyadi, S.T., M.Sc.

ABSTRAK

Pipeline memiliki risiko kegagalan yang perlu diperhitungkan salah satunya adalah *upheaval buckling*. Dalam tugas akhir ini penulis melakukan analisis risiko akibat *upheaval buckling* pada *subsea pipeline* dengan moda kegagalan *downward required force* terhadap *total downward force* (MK1) dan gaya aksial terhadap beban kritis Euler (MK2). *Pipeline* ini dimodelkan menggunakan software AUTOPIPE untuk mendapatkan defleksi dan *displacement stress expansion ratio* (SR) menggunakan *codes ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Piping System*. Kemudian probabilitas kegagalan didapatkan dengan simulasi Monte Carlo. Untuk konsekuensi kegagalan didapatkan dengan metode semi-kuantitatif *Risk Based Inspection (RBI)*, dengan kategori *human fatalities (A1)*, *environment (A2)*, dan *property (A3)*. Dari hasil perhitungan didapat semua tegangan yang bekerja pada *pipeline* tergolong dibawah *allowable stress* yaitu, *hoop stress* sebesar 201.24 MPa, *longitudinal stress* sebesar -133.37 MPa, dan 291.77 MPa untuk *combined stress*. Namun untuk gaya aksial efektif bersifat kompresif sebesar -8001.24 kN yang akan menjadi *driving force upheaval buckling*. Untuk hasil perhitungan tingkat risiko kedua moda kegagalan mendapat tingkat yang sama dikarenakan kategori dari probabilitas kegagalan yang terjadi berada pada kategori 2 dengan nilai 4.92×10^{-4} dan 5.06×10^{-4} . Tingkat risiko kategori terhadap *human fatalities (A1)* adalah *very low /2B*, kategori terhadap *environment (A2)* adalah *low /2C* dan kategori terhadap *property (A3)* adalah *very low /2B*. Sehingga didapatkan interval inspeksi efektif sesuai dengan peringkat risiko akibat kedua moda kegagalan tersebut yaitu 8 tahun sekali dengan metode inspeksi yaitu *Intelligent Pig (Geo Pig)*.

Kata kunci: *Upheaval Buckling, Risk Based Inspection, Pipeline, AUTOPIPE, Monte Carlo.*

RISK BASED INSPECTION (RBI) ANALYSIS OF SUBSEA PIPELINE CAUSED BY UPHEAVAL BUCKLING

Name : Cindy Diniharziany Yumm
Reg. Number : 04311540000147
Departement : Ocean Engineering, Faculty of Marine Technology-ITS
Supervisors : Ir. Imam Rochani, M.sc.
Dr. Yeyes Mulyadi, S.T., M.Sc.

ABSTRACT

Pipeline has a risk of failure that needs to be taken into account, one of which is upheaval buckling. In this final task the authors conducted a risk analysis due to upheaval buckling on the subsea *pipeline* with a downward required force failure mode for total downward force (MK1) and axial forces on Euler critical loads (MK2). This *pipeline* is modeled using AUTOPIPE software to obtain a deflection and displacement stress expansion ratio (SR) using ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Piping System *codes*. Then the probability of failure is obtained by a Monte Carlo simulation. For the consequences of failure obtained by the semi-quantitative method of Risk Based Inspection (RBI), in the categories of human fatalities(A1), environment(A2), and property(A3). From the calculation results, all the stresses acting in the *pipeline* are classified as below the allowable stress, namely hoop stress of 201,24 MPa, longitudinal stress of -133.37 MPa, and 291.77 MPa for combined stress. For effective axial forces it is compressive at -8001.24 kN which will be a driving force upheaval buckling. For the calculation of the risk level both modes of failure get the same level because the categories of failure probability that occur are in category 2 with values 4.92×10^{-4} and 5.06×10^{-4} . The risk level of the human fatality (A1) category is very low / 2B, the environment category (A2) is low / 2C and the property damage category (A3) is very low / 2B. So that the effective inspection interval is obtained according to the risk rating due to the two modes of failure, namely once every 8 years with the inspection method, Intelligent Pig (Geo Pig).

Key Words: *Upheaval Buckling, Risk Based Inspection, Pipeline, AUTOPIPE, Monte Carlo.*

KATA PENGANTAR

Assalamuaikum Wr. Wb.

Penulis memanjatkan syukur atas kehadiran Allah SWT yang telah memberikan segala rahmat dan karunia-Nya sehingga penulis dapat dilancarkan dalam pengerjaan sampai dengan penyelesaian tugas akhir ini. Tugas Akhir ini berjudul “Analisa *Risk Based Inspection* (RBI) Terhadap *Subsea Pipeline* Akibat *Upheaval Buckling*”.

Tugas Akhir ini bermanfaat untuk memenuhi salah satu syarat mendapatkan gelar sarjana di Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan ITS. Besar harapan penulis Tugas Akhir ini dapat menjadi referensi untuk perusahaan dalam mengambil keputusan berdasarkan hasil kajian risiko, dan dapat membantu pihak-pihak lainnya yang membutuhkan informasi di bidang teknik kelautan.

Dalam Tugas Akhir ini penulis menyadari bahwa tiada gading yang tak retak, dimana masih banyak kekurangan baik dalam penulisan, pemilihan variabel, dan parameter. Oleh sebab itu, sangat diharapkan saran dan kritik membangun dari pembaca agar dapat menjadi evaluasi untuk laporan kedepannya. Akhir kata, penulis berharap agar Tugas Akhir ini dapat bermanfaat dan menjadi sumber ilmu bagi para penulis selanjutnya khususnya mahasiswa/i Jurusan Teknik Kelautan ITS.

Wassalamualaikum Wr.Wb.

Surabaya, Januari 2019

Cindy Diniharziany Yumm

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih banyak atas segala bantuan yang telah diberikan oleh berbagai pihak selama penulisan Tugas Akhir ini. Pada kesempatan kali ini penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat dan karunia-Nya.
2. Kedua orang tua, dan kakak penulis yang telah memberi support baik moral maupun materil, juga mendidik dan memberi kasih sayang yang tiada habisnya kepada penulis.
3. Bapak Imam Rochani, dan Bapak Yeyes Mulyadi, kedua dosen pembimbing penulis yang selalu sabar membimbing hingga penulis berhasil menyelesaikan Tugas Akhir ini, terimakasih untuk ilmu dan waktu yang telah bapak-bapak berikan.
4. Bapak Zikra selaku dosen wali penulis selama 3.5 tahun ini, terima kasih telah memberikan penulis nasihat, bimbingan, serta kesabaran selama ini.
5. Bapak Rudi Walujo, selaku Kepala Departemen Teknik Kelautan beserta seluruh staff dan karyawan departemen Teknik Kelautan yang telah membantu perizinan dan administratif Tugas Akhir ini.
6. Amar, Ardy, Fadhil Lele, Marginal, Panda Wisper, serta Velvet yang sudah membantu penulis beradaptasi selama merantau. Dan juga selalu menguatkan, memotivasi, dan menemani suka duka penulis hingga selesainya Tugas ini.
7. Teman-teman satu bimbingan tentang pipa, yang telah memberikan masukan dan saran selama pengerjaan Tugas Akhir ini.
8. Teman-teman Tritonous, dan alumni-alumni Teknik Kelautan ITS yang telah membantu perkuliahan penulis, menjadi teman berdiskusi/*brainstorming* dan memberikan masukan/kritik berdasarkan pengalaman selama kuliah.
9. Semua pihak yang telah membantu baik secara langsung atau tidak langsung, yang tidak dapat disebutkan satu persatu.

Terimakasih atas segala bantuannya, semoga Allah SWT melimpahkan balasan berupa berkah dan rahmat yang tiada habisnya. Amin.

DAFTAR ISI

ABSTRAK	v
KATA PENGANTAR	vii
UCAPAN TERIMA KASIH.....	viii
DAFTAR ISI.....	x
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL.....	xv
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah.....	3
1.3 Batasan Masalah.....	3
1.4 Tujuan.....	4
1.5 Manfaat.....	4
1.6 Sistematika Penelitian	5
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI	7
2.1 Tinjauan Pustaka	7
2.2 Dasar Teori	9
2.2.1 Risk Management	9
2.2.2 Metode <i>Risk Based Inspection</i>	11

2.2.3	Analisis Risiko.....	13
2.2.4	Konsep Analisis Keandalan Dalam Perancangan.....	16
2.2.5	Jenis Metode Analisis Keandalan.....	18
2.2.6	Keandalan Dalam Sistem Rekayasa	19
2.2.7	<i>Safety Margin</i> (Margin Keamanan).....	20
2.2.8	Simulasi Monte Carlo	21
2.2.9	Konsep <i>Upheaval Buckling</i>	23
2.2.10	<i>Wall Thickness</i> Pipa.....	27
2.2.11	Analisa Tegangan pada Pipa.....	28
2.2.12	Kegagalan Pipa Akibat <i>Upheaval Buckling</i>	33
BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN.....		51
3.1	Metode Penelitian.....	51
3.2	Bagan Alir Penelitian	52
3.2.1	Bagan Alir Perhitungan <i>Upheaval Buckling</i> dan Konsekuensi Kegagalan	52
3.2.2	Diagram Alir Perhitungan Properti, Tegangan Ijin, dan Permodelan <i>Pipeline</i> Menggunakan Software AUTOPIPE	53
BAB IV ANALISA HASIL DAN PEMBAHASAN.....		55
4.1	Analisa Data	55
4.1.1.	Perhitungan Properti Pipa	59
4.2	Analisa Tegangan	61

4.3	Analisa Gaya	62
4.3.1.	Gaya Aksial.....	62
4.3.2.	Gaya Required Downward Force	63
4.3.3.	Gaya Buckling pada Kolom Euler	77
4.4.	Permodelan Software AUTOPIPE	78
4.5.	Perhitungan Peluang Kegagalan.....	82
4.6	Matriks Risiko	86
4.6.1.	Perhitungan Tingkat Risiko Terhadap Human Fatalities (A1)	89
4.6.2.	Perhitungan Tingkat Risiko Terhadap <i>Environment</i> (A2).....	90
4.6.3.	Perhitungan Tingkat Risiko Terhadap <i>Property</i> (A3)	92
4.6.4.	Resume Tingkat Risiko.....	93
4.6.5.	Penentuan Inspeksi	94
4.7.	Mitigasi.....	95
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....		96
5.1	Kesimpulan.....	97
5.2	Saran	98
LAMPIRAN A: Perhitungan Manual		101
LAMPIRAN B: Layout Pipa.....		124
LAMPIRAN C: Perhitungan Simulasi Monte Carlo		128
LAMPIRAN D: Permodelan Software AUTOPIPE		155

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 <i>Risk Management Steps</i>	11
Gambar 2.2 Risk Based Inspection secara umum	12
Gambar 2.3 Matriks Risiko Metode Semi-Kuantitatif RBI.....	15
Gambar 2.4 Mekanisme Terbentuknya <i>Upheaval Buckling</i>	25
Gambar 2.5 Gambar Skematik Mekanisme <i>Upheaval Buckling</i>	27
Gambar 2.6 Ilustrasi <i>Hoop Stress</i>	30
Gambar 2.7 Panjang Efektif Kolom Dengan Setiap Ujung Pengekang yang Berlainan	39
Gambar 2.8 <i>Buckling</i> pada Kolom dengan Ujung-ujung dipasak	40
 Gambar 3. 1 Diagram Alir Perhitungan <i>Upheaval Buckling</i> dan Konsekuensi Kegagalan	 53
 Gambar 3.2 Diagram Alir Perhitungan Properti, Tegangan Ijin, dan Permodelan Pipeline Menggunakan Software AUTOPIPE	 53
 Gambar 4. 1 Peta Lokasi Pipa PT.X.....	 55
Gambar 4. 2 Peta Rute Pipa X.....	56
Gambar 4. 3 Input Properti Pipa di AUTOPIPE	79

Gambar 4. 4 Input Data Tanah di AUTOPIPE.....	80
Gambar 4.5 Koordinat Pipa.....	80
Gambar 4.6 Hasil Stress pada Permodelan Software AUTOPIPE.....	81
Gambar 4.7 Hasil Defleksi pada Permodelan Software AUTOPIPE.....	82
Gambar 4.8 Grafik Kestabilan Hasil Simulasi Monte Carlo MK1.....	85

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 <i>Allowable Stress</i> untuk masing-masing kondisi desain menurut tugas akhir Ramadhan (ASME, 2000).....	29
Tabel 2.2 Tabel Matriks Risiko Interval Inspeksi	48
Tabel 4. 1 Data Properti Pipa	56
Tabel 4. 2 Data Properti Tanah	58
Tabel 4. 3 Hasil Perhitungan Properti Pipa	59
Tabel 4. 4 Hasil Perhitungan Berat Pipa Terendam	60
Tabel 4. 5 Hasil Perhitungan Gaya Aksial	62
Tabel 4. 6 Hasil Perhitungan Required Downward Force	63
Tabel 4. 7 Hasil Perhitungan Terhadap Safety Faktor	70
Tabel 4. 8 Hasil Perhitungan Buckling Kolom Euler	77
Tabel 4. 9 Perbandingan <i>Hoop Stress</i>	82
Tabel 4. 10 Variabel Acak	83
Tabel 4. 11 Parameter Statistik	84
Tabel 4. 12 Probabilita Kegagalan MK1	84
Tabel 4. 13 Probabilita Kegagalan MK2	85
Tabel 4. 14 Keterangan Kategori Probability of Failure (DNV RP F-116)	86

Tabel 4. 15 Kategori Area Konsekuensi <i>Human Fatalities</i>	87
Tabel 4. 16 Kategori Area Konsekuensi <i>Environment</i>	88
Tabel 4. 17 Kategori Area Konsekuensi <i>Property</i>	88
Tabel 4. 18 Hasil Tingkat Risiko Terhadap Human Fatalities (A1)	90
Tabel 4. 19 Komposisi Gas Milik PT.X	90
Tabel 4. 20 Acid Gas Composition di Indonesia	91
Tabel 4. 21 Hasil Tingkat Risiko Terhadap <i>Environment</i> (A2)	92
Tabel 4. 22 Hasil Tingkat Risiko Terhadap <i>Property</i> (A3)	93
Tabel 4.23 Resume Hasil Tingkat Risiko A1, A2, dan A3	94
Tabel 4. 24 Hasil Interval Inspeksi	95

BAB 1

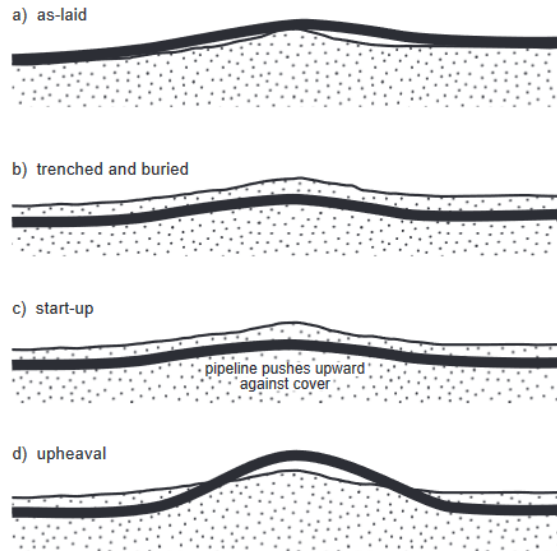
PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Permintaan sumber daya energi terus mengalami peningkatan seiring dengan pertambahan jumlah penduduk. Kebutuhan energi ini masih didominasi oleh sektor minyak dan gas (migas), sehingga memicu perkembangan teknologi untuk eksplorasi dan eksploitasi hingga wilayah laut dalam. Meskipun telah banyak penelitian mengenai pencarian sumber daya baru untuk menggantikan migas, tetapi hal tersebut tidak menurunkan popularitas migas sebagai sumber pemenuhan kebutuhan energi (Prestiwanto, 2014). Seperti di Indonesia sendiri masih mengandalkan sektor migas untuk memenuhi kebutuhan energi.

Teknologi yang relatif mudah, murah, dan aman pengoperasiannya untuk mengalirkan fluida baik minyak bumi, air, maupun gas yaitu dengan menggunakan *pipeline*. *Pipeline* dapat bekerja 24 jam sehari, 365 hari dalam setahun selama umur pipa yang bisa sampai 30 tahun atau bahkan lebih (Rizal, 2014). *Pipeline* dapat beroperasi hingga jarak yang jauh dan laut yang dalam. Namun untuk beroperasi pada laut dalam terdapat tantangan besar dimana kondisi lingkungan yang cukup ekstrim pada laut dalam. Berdasarkan teknik konstruksinya *pipeline* dapat dibagi menjadi 3 yaitu konstruksi pipa darat (*onshore*), konstruksi pipa laut (*offshore*), dan konstruksi pipa di daerah dingin (Prestiwanto, 2014).

Pada *pipeline* yang beroperasi di dasar laut atau disebut juga *subsea pipeline* umumnya dipendam dibawah tanah (*buried*). Akan tetapi, dalam Jurnal POMITS (Hadiwidodo, Handayanu, Hariono, 2014) mengatakan bahwa pada pipa yang dipendam didalam tanah sering terjadi kegagalan deformasi. Kegagalan deformasi global yang menyebabkan pipa menekuk vertikal ke atas yang disebut sebagai *upheaval buckling*. Seperti yang dapat dilihat pada gambar 1.1, dimana mengilustrasikan kejadian *upheaval buckling* pada *subsea pipeline*.



Gambar 1.1 Ilustrasi *buckling* pada *subsea pipeline*

(Sumber: Journal of Pipeline Engineering, 2016)

Hal ini terjadi dikarenakan pipa mengalami ekspansi termal yang tertahan oleh tanah sehingga pipa mendorong timbunan tanah yang berada di atasnya. Pergerakan pipa ini akan ditahan oleh berat pipa, berat fluida yang berada di dalamnya, dan berat timbunan tanah di atasnya. Jika gaya dorongan vertikal pipa lebih besar daripada gaya friksi tanah, maka potensi terjadinya *upheaval buckling* semakin besar.

Oleh sebab itu, didalam instalasi dan operasi pipa di bawah tanah (*underground*) harus memperhatikan aspek-aspek antara lain *soil properties*, panjang *pipeline*, material *pipeline*, dan kondisi wilayah yang dilalui untuk mengantisipasi terjadinya kegagalan seperti *upheaval buckling*.

Selain aspek desain terdapat pedoman untuk menjaga keselamatan dalam industri bangunan lepas pantai, seperti Peraturan Menteri Pertambangan dan Energi No.5/P/M/Pertamb/1977 menyatakan bahwa perlu adanya suatu pemeriksaan atau inspeksi dari bangunan laut. Maka dikembangkan metode pemeriksaan berbasis keandalan, yaitu metode *Risk Based Inspection* untuk mengetahui kegagalan yang akan terjadi dengan parameter konsekuensi dan frekuensi peluang terjadinya kegagalan. Risk Based Inspection (RBI) adalah sebuah pendekatan sistematis

tentang metode pengelolaan inspeksi atas peralatan atau unit kerja pada sebuah pabrik yang didasarkan pada tingkat risiko yang dimiliki oleh peralatan atau unit kerja tersebut (Aller, 1993).

Objek studi pada tugas akhir ini adalah sebuah *buried subsea pipeline* yang akan menyambungkan *wellhead platform* dengan *onshore receiving facilities*, dengan memiliki ketinggian timbunan tanah yang berbeda-beda. Maka penting dilakukan analisa risiko *upheaval buckling* untuk mengetahui peluang kegagalan, dan tingkat risiko akibat kegagalan. Serta menentukan metode dan frekuensi inspeksi yang efektif dan sesuai dengan keadaan pipa tersebut agar dapat meminimalisir terjadinya *upheaval buckling* kedepannya.

1.2 Perumusan Masalah

Rumusan masalah yang dibahas dalam tugas akhir ini sebagai berikut:

1. Berapa besar tegangan yang terjadi pada pipa?
2. Berapa besar gaya aksial efektif pada pipa yang ditinjau?
3. Berapa besar tingkat risiko akibat *upheaval buckling* menggunakan metode RBI?
4. Bagaimana jadwal inspeksi yang sesuai dengan kondisi tingkat risiko pada pipa?

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah yang digunakan dalam penelitian ini adalah:

1. Data *pipeline* yang dipakai milik PT.X dengan diameter 24inchi, *pipeline* ini menghubungkan *offshore platform* dan *onshore receiving facilities* (ORF)
2. *Pipeline* dianggap terkubur sepanjang rute
3. Ujung pipa dalam kondisi *fixed-fixed*
4. Dari tinjauan mekanika, pipa dianggap sebagai kolom yang dikenai beban aksial

5. Tidak menganalisis pengaruh *local buckling* dan kasus *buckling* pada arah horizontal
6. Analisis konsekuensi dan penentuan tingkat risiko segmen *pipeline* menggunakan analisis RBI semi-kuantitatif
7. Analisa keandalan segmen *pipeline* menggunakan moda kegagalan berupa *total downward force* terhadap *downward required force* setelah terjadi penipisan tanah, dan beban aksial efektif terhadap beban kritis Euler.
8. Tidak dilakukan analisa konsekuensi untuk kategori ekonomi.
9. *Code* yang digunakan untuk Analisa *buckling* adalah ASME B31.1, B31.8, DnV OS F101, DnV RP G101
10. *Code* yang digunakan untuk Analisa risiko adalah DnV RP F116.

1.4 Tujuan

Tujuan dari penulisan yang ingin dicapai adalah:

1. Mengetahui berapa besar tegangan yang terjadi pada pipa.
2. Mengetahui berapa besar gaya aksial efektif pada pipa yang ditinjau.
3. Mengetahui berapa besar risiko terjadinya *upheaval buckling* menggunakan metode *risk-based inspection*.
4. Mengetahui interval inspeksi yang sesuai dengan tingkat risiko pipa yang ditinjau menggunakan metode *risk-based inspection*.

1.5 Manfaat

Manfaat yang diharapkan dari penulisan tugas akhir ini adalah:

1. Memberi contoh studi kasus untuk mengaplikasikan ilmu Teknik Kelautan terhadap dunia industri *oil and gas*
2. Membantu mahasiswa memahami bidang *pipeline* serta untuk mengetahui hal-hal yang harus diperhatikan dalam analisa *upheaval buckling*.
3. Memberi informasi mengenai risiko fenomena *upheaval buckling* dan metode inspeksi yang sesuai.

1.6 Sistematika Penelitian

Sistematika Penulisan Tugas Akhir ini terdiri atas lima bab yaitu sebagai berikut:

BAB I Pendahuluan

Pada bab ini menjelaskan berbagai hal yang membuat penelitian tugas akhir dilakukan, yaitu kondisi yang melatar belakangi sehingga penelitian ini penting untuk dilakukan, perumusan masalah yang menjadi permasalahan dan perlu dijawab, pencapaian yang digunakan untuk menjawab permasalahan yang diangkat, manfaat yang diperoleh dari dilakukannya penelitian tugas akhir, dan batasan dari penelitian tugas akhir ini, serta gambaran dari sistematika laporan yang digunakan dalam tugas akhir.

BAB II Tinjauan Pustaka dan Dasar Teori

Bab ini berisi tinjauan pustaka dan dasar teori, sebagaimana tinjauan pustaka yakni penjelasan singkat hasil penelitian yang sudah dilakukan sebelumnya yang menjadi acuan dari penelitian tugas akhir ini. Dasar teori berisi tulisan dan cuplikan penemuan ilmu pengetahuan dari peneliti, persamaan-persamaan, dan *code* yang digunakan dalam penelitian tugas akhir sebagai pedoman seperti yang dijelaskan dalam bab ini.

BAB III Metodologi Penelitian

Pada bab ketiga berisi metodologi penelitian, metodologi penelitian berbentuk diagram alir dan penjelasan yang menjelaskan langkah-langkah pengerjaan dalam menyelesaikan tugas akhir ini, serta metode-metode yang digunakan.

BAB IV Analisis Hasil dan Pembahasan

Pada bab ini berisi data yang digunakan dalam tugas akhir, menerangkan pemodelan yang dilakukan saat penyelesaian penelitian, analisis, pengolahan, dan pembahasan data hasil dari luaran pemodelan.

BAB V Kesimpulan Dan Saran

Bab ini berisi kesimpulan dari tugas akhir, hasil dari analisis, pembahasan yang telah dilakukan serta rekomendasi yang perlu diberikan untuk penelitian lebih lanjut. Bab ini juga untuk menjawab permasalahan yang telah di rumuskan pada Bab I.

BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1 Tinjauan Pustaka

Berdasarkan hasil tinjauan terhadap beberapa penelitian sebelumnya, terdapat beberapa penelitian yang berkaitan dengan penelitian yang peneliti lakukan. Penelitian pertama yang berhasil peneliti temukan adalah penelitian yang dilakukan oleh Harahap (2007) yang berjudul “Analisis Kasus *Upheaval Buckling* Pada *Onshore Pipeline*”. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengetahui penyebab terjadinya *buckling* pada pipa penyalur minyak melalui perhitungan parameter-parameter yang mempengaruhi kegagalan *buckling* seperti beban kritis *buckling*, tegangan kritis, gaya aksial pipa, dan gaya friksi tanah. Data-data dikumpulkan melalui wawancara dan observasi lapangan. Data tersebut adalah data yang berhubungan dengan parameter-parameter yang akan di ujicoba seperti data operasional *pipeline*, property tanah, tekanan isi pipa, property pipa, dan tegangan kerja yang diijinkan. Data-data yang ada kemudian dianalisis untuk mendapatkan nilai tegangan, gaya aksial efektif pipa, gaya friksi, pengaruh variable temperature terhadap gaya aksial kompresif pipa, pengaruh kedalaman terhadap gaya friksi, ekspansi dan fleksibilitas pipa, serta panjang pipa berdasarkan criteria kolom.

Hasil penelitian menunjukkan bahwa parameter yang paling berpengaruh menentukan pipa mengalami *buckling* adalah temperatur karena gaya aksial yang ditimbulkan akibat pengaruh temperatur bersifat paling kompresif daripada gaya aksial yang disebabkan pengaruh tekanan internal atau pengaruh poisson, serta dibutuhkan alternatif pencegahan lain agar *upheaval buckling* tidak terjadi, seperti pemasangan perangkat tambahan sistem loop pada sistem pipa. Sistem loop dengan panjang 11.4 m diharapkan mampu mengakomodasi defleksi vertikal sebesar 50 cm yang terjadi pada 20 m segmen pipa ini.

Penelitian kedua yang dapat peneliti temukan adalah penelitian yang dilakukan oleh Rahman (2012) yang berjudul “Analisa Penyebab Terjadinya *Upheaval Buckling* Pada *Pipeline 16*” dan *Corrective Action*”. Tujuan dari penelitian ini

adalah untuk menentukan parameter-parameter yang mempengaruhi terjadinya *upheaval buckling* pada *pipeline 16*". Pada penelitian ini, data-data yang diperlukan didapatkan dengan cara observasi lapangan beserta wawancara kepada teknisi terkait. Analisis dilakukan secara analitik berdasarkan *codes* ASME B31.8 2000 *Gas Transmission and Distribution Piping System* dan numeric (*software* CAESAR 5.10) yang kemudian dibandingkan.

Hasil dari penelitian ini adalah tegangan longitudinal dan tegangan ekuivalen yang bekerja pada pipa telah melebihi tegangan yang diijinkan. Hal ini menunjukkan bahwa pada temperatur operasi 270°C pipa akan mengalami kegagalan dalam bentuk deformasi plastis. Hal ini khususnya ditunjukkan oleh kriteria luluh von Mises dimana tegangan ekuivalen sebesar 318 MPa telah melebihi tegangan ekuivalen ijin sebesar 217 MPa. Melalui hasil perhitungan dapat diketahui bahwa gaya berat pipa dan isinya jauh lebih kecil daripada gaya aksial kompresif pipa yang harus ditahan oleh gaya friksi tanah. Secara teoritis, hal ini tentunya akan menyebabkan sistem pipa mengalami *buckling* karena gaya aksial pipa yang sangat kompresif tidak dapat ditahan oleh gaya friksi tanah. Ada 2 parameter yang paling berpengaruh pada pipa mengalami *buckling* yaitu temperatur karena gaya aksial yang ditimbulkan dan *imperfection* tanah pada lokasi *pipeline 16*". Ada 3 rekomendasi *repair*, yaitu: penggeseran atau movement, pemasangan ekspansi loop dan penggantian pipa yang mengalami *buckling*, perlu studi lebih lanjut untuk menentukan *repair* yang terbaik.

Beberapa penelitian diatas memiliki persamaan dengan penelitian yang peneliti lakukan yaitu mengenai tema yang diteliti, sama-sama meneliti mengenai *upheaval buckling* pada *buried pipeline*. Akan tetapi objeknya berbeda. Maka menarik peneliti untuk melakukan penelitian yang berfokus kepada risiko *upheaval buckling* pada *buried subsea pipeline* yang memiliki tinggi timbunan tanah yang berbeda-beda dan metode inspeksi yang tepat sesuai tingkat risikonya yang sebelumnya juga sudah dilakukan Analisa serupa oleh Alamsyah (2013) membahas tentang "Analisa *Risk Based Inspection* pada *Pipeline 16*" Jalur Sukowati-CPA yang Mengalami *Upheaval Buckling*" dan Rahman (2013) membahas tentang "Analisa Risiko

Upheaval Buckling pada *Buried Pipeline* dengan Metode *Risk Based Inspection* (RBI).

2.2 Dasar Teori

2.2.1 Risk Management

Manajemen risiko adalah suatu metode dari berbagai disiplin ilmu yang dirangkai secara logis dan sistematis terdiri dari identifikasi risiko, evaluasi, pengukuran risiko, dan pengelolaan risiko. Secara umum dapat diaplikasikan pada semua organisasi dalam banyak area dan level sejak awal kegiatan, seperti pada proyek, jabatan, produk, maupun asset. Namun dalam tahap pelaksanaan atau operasional juga dapat dilakukan. Untuk memastikan risiko diatur secara efektif dan efisien dibutuhkan pengembangan seiring berjalannya waktu dalam semua sektor dan penerapan proses yang konsisten.

Tujuan dari manajemen risiko sendiri adalah untuk meminimalisir kerugian dan meningkatkan kesempatan atau peluang. Atau dapat dikatakan sebagai pencegahan terhadap terjadinya kerugian maupun ‘*accident*’. Perlu dilakukan manajemen risiko secara integral dalam pelaksanaan system manajemen perusahaan/ organisasi. Proses manajemen risiko ini dibutuhkan untuk terciptanya perbaikan berkelanjutan (*continuous improvement*).

Elemen-elemen utama dari proses manajemen risiko, sebagai berikut (AS/NZS 4360-1990, 2009);

a. Penetapan tujuan

Menetapkan strategi, kebijakan organisasi dan ruang lingkup manajemen risiko yang akan dilakukan.

b. Identifikasi risiko

Mengidentifikasi apa, mengapa dan bagaimana faktor-faktor yang mempengaruhi terjadinya risiko untuk analisis lebih lanjut.

c. Analisis risiko

Dilakukan dengan menentukan tingkatan probabilitas dan konsekuensi yang akan terjadi. Kemudian ditentukan tingkatan risiko yang ada dengan mengalikan kedua variabel tersebut (probabilitas X konsekuensi).

d. Evaluasi risiko

Membandingkan tingkat risiko yang ada dengan kriteria standar. Setelah itu tingkatan risiko yang ada untuk beberapa hazards dibuat tingkatan prioritas manajemennya. Jika tingkat risiko ditetapkan rendah, maka risiko tersebut masuk ke dalam kategori yang dapat diterima dan mungkin hanya memerlukan pemantauan saja tanpa harus melakukan pengendalian.

e. Pengendalian risiko

Melakukan penurunan derajat probabilitas dan konsekuensi yang ada dengan menggunakan berbagai alternatif metode, bisa dengan transfer risiko, dan lain-lain.

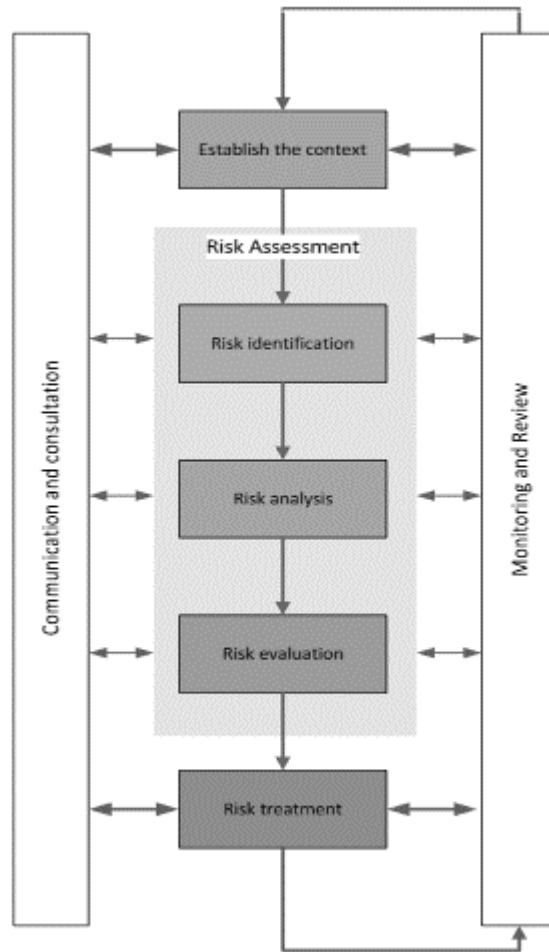
f. Monitor dan Review

Monitor dan review terhadap hasil sistem manajemen risiko yang dilakukan serta mengidentifikasi perubahan-perubahan yang perlu dilakukan

g. Komunikasi dan konsultasi

Komunikasi dan konsultasi dengan pengambil keputusan internal dan eksternal untuk tindak lanjut dari hasil manajemen risiko yang dilakukan.

Elemen-elemen tersebut dijelaskan menjadi langkah-langkah manajemen risiko berbentuk flowchart pada gambar 2.1 dibawah ini.



Gambar 2.1 *Risk Management Steps*

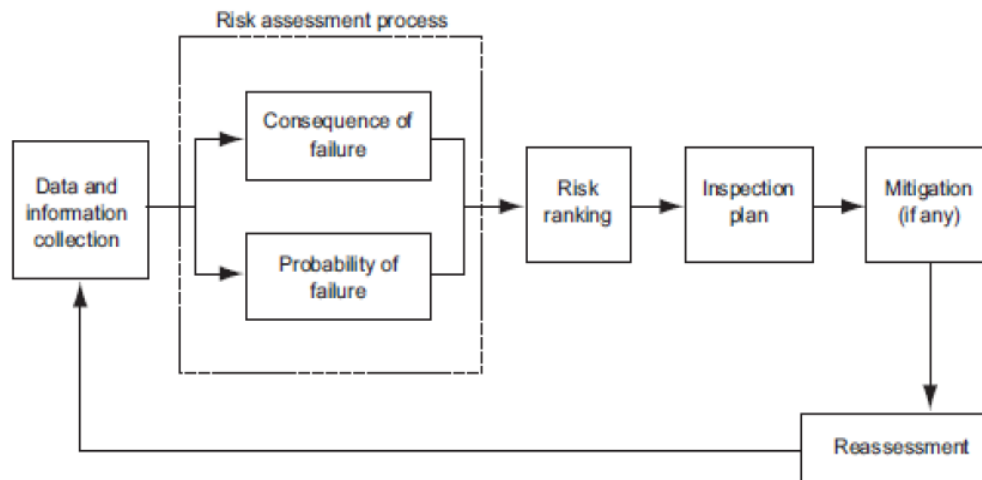
(Sumber: AS/NZS 4360-1990, 2009)

2.2.2 Metode *Risk Based Inspection*

Menurut API 580, Risk Based Inspection adalah pengkajian risiko dan proses manajemen yang difokuskan pada kegagalan *equipment* karena kerusakan material. Pada umumnya perhitungan dengan metode RBI dibagi dalam tiga jenis:

- *Qualitative* (Penilaian Ahli)
- *Semi-quantitative* (Analisis berdasarkan suatu petunjuk)
- *Quantitative* (Probabilitas, Statistik dan Model Matematika)

Dapat dilihat pada gambar 2.2 sistematika metode *risk based inspection* menurut API 580 (2009).



Gambar 2.2 Risk Based Inspection secara umum

(Sumber: API 580, 2009)

Mengenai manfaat aplikasi RBI sudah dikenal dan diringkas oleh API RP 580 (2009):

- RBI memfasilitasi pengembangan rencana optimalisasi (rencana pemeriksaan atau mitigasi) untuk mengelola risiko pada tingkat peralatan
- RBI dapat memberikan pengurangan risiko secara keseluruhan untuk fasilitas dan peralatan yang dinilai
- RBI memberikan *acceptance* / pemahaman tentang risiko saat ini
- RBI dapat mengidentifikasi barang-barang peralatan yang tidak memerlukan inspeksi atau beberapa bentuk mitigasi lainnya.

Aktivitas inspeksi & pemeliharaan dapat difokuskan dan lebih efektif biaya. Ini menghasilkan pengurangan yang signifikan dalam jumlah data pemeriksaan yang dikumpulkan. Rencana inspeksi RBI juga dapat menghasilkan pengurangan biaya.

2.2.3 Analisis Risiko

Risiko dikelola melalui pemeriksaan peralatan risiko yang didefinisikan sebagai fungsi peluang kegagalan (*probability of failure*) dan fungsi konsekuensi akibat kegagalan (*concequence of failure*) diformulasikan sebagai berikut (API 580):

$$\text{Resiko} = \text{Frekuensi (Probabilitas)} \times \text{Konsekuensi} \quad (2.1)$$

Dengan keterangan sebagai berikut

Risiko = Kemungkinan terjadinya peristiwa yang dapat merugikan perusahaan atau bahaya yang dapat terjadi akibat sebuah proses yang sedang berlangsung atau kejadian yang akan datang.

Frekuensi = Kemungkinan terjadinya peristiwa per satuan waktu, biasanya dalam satu tahun.

Konsekuensi = Seberapa besar tingkat kerusakan yang diakibatkan karena adanya bahaya.

Kedua fungsi risiko tersebut perlu dilakukan identifikasi terhadap bobot kontribusi atau peranan masing-masing guna mengetahui batasan-batasan dan penilaiannya. Proses dari analisis risiko terdiri dari empat langkah dasar antara lain:

a. Identifikasi *Hazard*

Hazard adalah suatu keadaan yang bersifat kualitatif yang memiliki pengaruh terhadap frekuensi kemungkinan terjadinya kerugian ataupun besarnya jumlah dari kerugian yang mungkin terjadi. Sedangkan identifikasi *hazard* adalah proses dalam mengenali bahaya yang mungkin terjadi dengan tanpa melihat hal yang diterima atau tidak diterima yang terjadi. Dalam tugas akhir ini bentuk *hazard* yang dimaksud adalah terjadinya *upheaval buckling* yang dapat menyebabkan kerusakan pada *pipeline* sehingga *pipeline* mengalami kebocoran.

b. Probability of Failures

Setelah bahaya pada sistem atau proses dapat diidentifikasi, langkah berikutnya dalam melakukan penilaian risiko adalah mengukur dengan satuan jumlah per waktu tertentu atau frekuensi. Sebelum melakukan perhitungan frekuensi atau peluang, harus disediakan data-data tentang objek yang akan dikaji terlebih dahulu.

c. Perkiraan Konsekuensi

Konsekuensi merupakan bagian yang terpenting dari proses penilaian risiko disamping frekuensi. Dalam melakukan penilaian atau perkiraan konsekuensi bisa dengan cara melakukan perhitungan analitis (matematis). Hal yang harus diperhatikan dalam menghitung konsekuensi adalah harus memiliki rujukan atau acuan standar yang resmi dan diakui oleh dunia internasional agar hasil analisis menjadi lebih akurat dan dapat menghindari adanya perbedaan pendapat, misalnya API RBI, DnV, ASME, dan lain sebagainya.

Setelah perkiraan frekuensi dan konsekuensi telah dihitung, selanjutnya dilakukan evaluasi risiko dengan menggunakan matriks risiko. Matriks risiko merupakan gambaran dari penggabungan frekuensi dan konsekuensi yang ada, sehingga dapat diketahui tingkat risikonya sesuai letak pada matriks risiko tersebut. Dengan mengacu pada standar DNV RP F116, penjelasan penilaian risiko dapat digambarkan berupa matriks seperti pada gambar 2.3 di bawah ini:

	Severity	Consequence Categories			Increasing probability				
		Safety	Environment	Cost (million Euro)	1	2	3	4	5
					Failure is not expected $< 10^{-5}$	Never heard of in the industry $10^{-5} - 10^{-4}$	An accident has occurred in the industry $10^{-4} - 10^{-3}$	Has been experienced by most operators $10^{-3} - 10^{-2}$	Occurs several times per year $10^{-2} - 10^{-1}$
Increasing consequences ↑	E	Multiple fatalities	Massive effect Large damage area, > 100 BBL	> 10	M	H	VH	VH	VH
	D	Single fatality or permanent disability	Major effect Significant spill response, < 100 BBL	1 - 10	L	M	H	VH	VH
	C	Major injury, long term absence	Localized effect Spill response < 50 BBL	0.1 - 1	VL	L	M	H	VH
	B	Slightly injury, a few lost work days	Minor effect Non-compliance, < 5 BBL	0.01- 0.1	VL	VL	L	M	H
	A	No or superficial injuries	Slightly effect on the environment, < 1BBL	< 0.01	VL	VL	VL	L	M

Gambar 2.3 Matriks Risiko Metode Semi-Kuantitatif RBI

(Sumber: DNV RP F116, 2015)

Pada gambar diatas terdapat kotak warna dengan lambang huruf yang menggambarkan tingkatan risiko yang berbeda-beda dari tingkat risiko paling rendah sampai dengan paling tinggi, dimulai dari posisi kiri bawah sampai posisi kanan atas. Tingkatan risiko terdiri dari VL berwarna biru muda artinya *very low*, L berwarna hijau artinya *low*, M berwarna kuning artinya *medium*, H berwarna merah muda artinya *high*, dan VH berwarna merah tua artinya *very high*. Dalam upaya pengurangan dari risiko harus memperhatikan analisis biaya. Risiko harus diusahakan agar sekecil mungkin (berada pada zona hijau), artinya setelah pengurangan risiko dilakukan, perlu juga dipertimbangkan dari segi biaya. Diusahakan risiko tetap dapat diterima lalu diikuti dengan biaya yang serendah-rendahnya. Perhitungan pengurangan frekuensi harus diprioritaskan sebelum perhitungan pengurangan konsekuensi.

d. Mitigasi

Mitigasi perlu dilakukan untuk mengurangi risiko bencana. Langkah mitigasi yaitu usaha yang dilakukan untuk menurunkan resiko seperti langkah-langkah perbaikan atau pergantian alat-alat yang rusak, perubahan kondisi pengoperasian

(penurunan tekanan atau temperatur), penambahan perlengkapan perlindungan, dan lain-lain. Setelah dilakukan langkah mitigasi kemudian dilakukan pengkajian ulang. Mitigasi dapat dilakukan dengan 3 cara, yaitu:

1. Mengurangi frekuensi atau probabilitas.
2. Mengurangi konsekuensi, atau
3. Sebuah kombinasi dari keduanya

Dalam tugas akhir ini mengambil metode mitigasi sesuai dengan keputusan perusahaan, yaitu rock damping pada setiap titik kritis *upheaval buckling*. Ini merupakan upaya untuk mengurangi frekuensi kegagalan akibat *upheaval buckling* yang dialami oleh pipa.

2.2.4 Konsep Analisis Keandalan Dalam Perancangan

Keandalan sebuah komponen atau sistem adalah peluang komponen atau sistem tersebut untuk memenuhi tugas yang telah ditetapkan tanpa mengalami kegagalan selama kurun waktu tertentu apabila dioperasikan dengan benar dalam lingkungan tertentu (Rosyid dan Mukhtasor, 2007). Dalam konsep keandalan, suatu masalah akan didefinisikan dalam hubungan permintaan dan penyediaan, yang keduanya merupakan variabel-variabel acak. Peluang terjadinya kegagalan suatu rancangan, dimana penyediaan (ketahanan atau kekuatan sistem) tidak dapat memenuhi permintaan (beban yang bekerja pada sistem) (Ang dan Tang, 1985).

Pemakaian konsep analisis keandalan yang didasarkan pada metode probabilistik telah berkembang dan semakin penting peranannya terutama untuk memecahkan masalah-masalah dalam perancangan praktis (Baker dan Wyatt, 1979). Kecenderungan ini salah satunya dikarenakan adanya kerusakan yang terjadi pada sistem rekayasa yang disebabkan oleh interaksi panas, beban statis maupun beban dinamis dapat dijelaskan secara lebih baik dengan konsep ini.

Dalam konsep ini perancang dapat menggambarkan suatu sistem dengan segala hal yang mempengaruhi atau mengakibatkan kerusakan pada sistem tersebut misalnya kondisi pembebanan, ketahanan struktur, kondisi lingkungan yang lebih

mendekati keadaan yang sebenarnya karena melibatkan aspek ketidakpastian dalam analisisnya. Dalam analisis keandalan sistem struktural maka perlu untuk mendefinisikan ketidakpastian yang diterima oleh struktur. Cristenson dan Yoshida Murotshu (1985) membagi ketidakpastian dalam 3 kelompok yaitu:

- 1) Ketidakpastian fisik, adalah ketidakpastian yang berhubungan dengan keragaman (*variability*) fisik seperti: beban, sifat material, dan ukuran material. Keragaman fisik ini hanya bisa dinyatakan dalam data sampel, dengan pertimbangan praktis dan ekonomis.
- 2) Ketidakpastian statistik, adalah ketidakpastian yang berhubungan dengan data yang dibuat untuk membuat model secara probabilistik dari berbagai macam keragaman fisik diatas.
- 3) Ketidakpastian model, yaitu ketidakpastian yang berhubungan dengan tanggapan dari jenis struktur yang dimodelkan secara matematis dalam bentuk deterministik atau probabilistik. Ketidakpastian yang terjadi disini merupakan hasil dari penyederhanaan dengan memakai bermacam-macam asumsi, kondisi batas yang tidak diketahui, dan sebagai hasil dari pengaruh interaksi ketidakpastian yang tidak tercakup dalam model.

Dalam perancangan struktur bangunan lepas pantai akan banyak dijumpai ketidakpastian yang mempengaruhi sistem bangunan diantaranya:

- 1) Ketidakpastian pada beban yang disebabkan gelombang laut yang selalu berubah-ubah.
- 2) Ketidakpastian pada sifat material seperti tegangan luluh (*yield strength*). Kekuatan lelah (*fatigue strength*), kekasaran takik (*notch toughness*) dan tingkat korosi (*corrosion rate*).
- 3) Ketidakpastian dalam menganalisis bangunan yaitu dalam analisis respon atau analisis keadaan batas. Dalam analisis tersebut pasti akan melibatkan beberapa asumsi, pendekatan ataupun idealisasi model matematis dari lingkungan fisik dan tanggapan bangunan terhadap lingkungan tersebut.

Adanya beberapa keragaman pada kualitas bangunan yang berhubungan dengan pengawasan pekerjaan di lapangan seperti operasi pengangkatan pipa, penggantian pipa, dan sebagainya yang disebabkan oleh kesalahan manusia. Faktor ini mempunyai pengaruh yang sangat penting pada kekuatan bangunan.

2.2.5 Jenis Metode Analisis Keandalan

Terdapat beberapa jenis metode analisis keandalan yang dibagi menjadi dua tingkatan yaitu metode analisis keandalan level 0 dan metode analisis keandalan level 2.

1. Metode Analisis Keandalan Level-0

Dalam metode ini tingkat keandalan struktur dinyatakan berdasarkan pada struktur elemen dasar dengan menggunakan faktor keamanan parsial atau koefisien parsial, yang berhubungan dengan karakteristik awal dari perubahan beban dan struktur utama. Metode level-0 ini pada dasarnya bukan merupakan metode analisis keandalan, tetapi metode untuk perancangan atau pemeriksaan keamanan struktur.

2. Metode Analisis Keandalan Level-2

Metode ini menggunakan prosedur pendekatan iterasi untuk memperkirakan probabilitas kegagalan dari suatu struktur atau sub-struktur. Biasanya memerlukan idealisasi jenis keruntuhan dan dilakukan dengan menyederhanakan perubah-perubah distribusi probabilitas gabungan. Metode ini memiliki sebuah titik tunggal sebagai pengecekan pada bidang kegagalan (*failure surface*). Bidang kegagalan adalah sekumpulan perubah dasar $X = (X_1, X_2, \dots, X_n)$ yang bisa didefinisikan dan dinyatakan dalam perubah dasar n dimensi ω (*n-dimensional basic variabel space ω*).

Bidang kegagalan adalah bidang yang membagi ruang perubah acak menjadi 2 daerah yaitu sebuah daerah kegagalan (*failure region ω_f*) dan sebuah daerah aman (*safe region ω_s*). Bidang kegagalan secara matematis bisa dinyatakan dengan persamaan bentuk:

$$f(x) = f(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \quad (2.2)$$

Dengan keterangan:

$f(x)$ = Fungsi kegagalan

Harga positif dari persamaan diatas menunjukkan sejumlah perubah dasar yang aman (daerah aman) dan harga yang tidak positif menunjukkan himpunan perubah pada daerah yang tidak aman (daerah kegagalan).

2.2.6 Keandalan Dalam Sistem Rekayasa

Sistem dari keandalan pada dasarnya dapat ditunjukkan sebagai problematika antara *Demand* (tuntutan atau beban) dan *Capacity* (kapasitas atau kekuatan). Secara tradisional didasarkan atas *safety faktor* (angka keamanan) yang diperkenankan. Ukuran konvensional untuk angka keamanan adalah perbandingan antara asumsi nilai nominal kapasitas, X^* , dan beban, Y^* , yang dirumuskan sebagai berikut:

$$Z^* = \frac{X^*}{Y^*} \quad (2.3)$$

Dengan keterangan:

Z^* = Angka Keamanan

X^* = Nominal Kapasitas

Y^* = Nominal Beban

Mengingat nilai nominal dari kapasitas, X^* dan beban, Y^* tidak dapat ditentukan dengan pasti, fungsi-fungsi kapasitas dan beban perlu dinyatakan sebagai peluang sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 2.5. Dengan demikian, angka keamanan dinyatakan dengan perbandingan $Z = X/Y$ dari dua variabel acak X dan Y .

Ketidakmampuan suatu sistem untuk memenuhi tuntutan dan tugasnya, yang diukur dengan peluang kegagalan, dapat dihubungkan dengan bagian dari

distribusi angka keamanan yang nilainya kurang dari satu, yaitu porsi dalam dimana $Z = X/Y \leq 1$. Peluang kegagalan sistem, P_f diberikan dengan persamaan:

$$P_f = P[Z \leq 1] = F_Z(1) \quad (2.4)$$

Dengan keterangan:

P_f = Peluang Kegagalan

Dimana F_Z adalah fungsi distribusi kumulatif dari Z . Dengan pernyataan lain, peluang system untuk tidak gagal (keandalan) adalah:

$$K = 1 - P_f[Z > 1] = 1 - F_Z(1) \quad (2.5)$$

Dengan keterangan:

K = Keandalan

Ketika distribusi peluang bersama (*joint probability distribution*) dan X dan Y diketahui, keandalan sebuah sistem dapat dihitung berdasarkan fungsi distribusi kumulatif dari X / Y . Peluang kegagalan nol $f(0)$ dan keandalan 100 ($K=1$) hanya terjadi ketika tuntutan maksimum Y_{\max} tidak melewati kapasitas minimum X_{\min} , sehingga kedua distribusi tidak saling *overlap*.

2.2.7 Safety Margin (Margin Keamanan)

Apabila *demand* maksimum Y_{\max} melampaui kapasitas maksimum X_{\min} , distribusi keduanya akan mengalami *overlap* dan probabilitas kegagalan tidak lagi bernilai nol. Untuk menilai probabilitas, dapat diambil perbedaan diantara kapasitas dan beban, yang biasanya disebut dengan margin keamanan atau *safety margin*, S :

$$S = X - Y \quad (2.6)$$

Dengan keterangan:

S = *Safety Margin*

X & Y = Nilai Acak

Oleh karena nilai X dan Y adalah acak, margin keamanan juga merupakan perubah acak. Ketidakmampuan suatu sistem untuk memenuhi tuntutanannya, yang diukur dengan peluang kegagalan P_f , dapat diperkirakan menggunakan fungsi kerapatan peluang dari margin keselamatan, yaitu pada bagian dimana S bernilai negatif, atau $S = X - Y \leq 0$. Sehingga dapat dituliskan:

$$P_f = P[(X - Y) \leq 0] = P[S \leq 0] \quad (2.7)$$

Dengan keterangan:

P_f = Peluang Kegagalan

Serta sebaliknya, nilai keandalan dapat dihitung dengan rumus berikut

$$K = 1 - P_f = P[(X - Y) > 0] = P[S > 0] \quad (2.8)$$

Dengan keterangan:

K = Keandalan

2.2.8 Simulasi Monte Carlo

Ketika suatu sistem yang sedang dipelajari mengandung variabel atau parameter yang memiliki nilai random, atau mengandung perubah acak maka metode simulasi Monte Carlo dapat digunakan untuk memecahkan persoalan ini, suatu set nilai dari tiap-tiap variabel (satu nilai untuk setiap variabel) dari suatu sistem disimulasikan berdasarkan distribusi peluangnya, misalnya berdasarkan fungsi kerapatan peluang tiap-tiap variabel tersebut. Untuk setiap set ini, respon atau kinerja sistem dihitung berdasarkan fungsi kinerja dari sistem tersebut.

Perhitungan respon atau kinerja sistem dihitung berdasarkan fungsi deterministik untuk suatu set nilai dari respon atau kinerja sistem tersebut, sehingga pada akhir simulasi akan diperoleh sekumpulan data respon atau kinerja sistem. Sekumpulan data ini dapat dianggap sebagai sampel data, dengan analisis statistik dapat dilakukan untuk menentukan nilai rata-rata, simpangan baku, bahkan distribusi dari respon atau kinerja sistem tersebut.

Unsur pokok yang diperlukan di dalam simulasi Monte Carlo adalah sebuah random number generator (RNG). Hal ini karena, secara teknis, prinsip dasar metode simultan Monte Carlo sebenarnya adalah sampling numerik dengan bantuan RNG, dimana simulasi dilakukan dengan mengambil beberapa sampel dari perubah acak berdasarkan distribusi peluang perubah acak tersebut. Ini berarti, simulasi Monte Carlo mensyaratkan bahwa distribusi peluang dari perubah acak yang terlibat di dalam sistem yang sedang dipelajari telah diketahui atau dapat diasumsikan.

Sampel yang telah diambil tersebut dipakai sebagai masukan ke dalam persamaan fungsi kinerja $FK(x)$, dan harga $FK(x)$ kemudian dihitung. Untuk suatu fungsi kinerja tertentu, misalnya setiap kali $FK(x) < 0$ maka sistem/komponen yang ditinjau dianggap gagal. Jika jumlah sampel tersebut adalah N (atau replikasi sejumlah N) maka dapat dicatat kejadian $FK(x) < 0$ sejumlah n kali. Dengan demikian, peluang kegagalan (P_g) sistem/komponen yang sedang ditinjau adalah rasio antara jumlah kejadian gagal dengan sampel atau replikasi, $P_g = n/N$.

Diagram alir simulasi Monte Carlo Persoalan utama di dalam simulasi Monte Carlo adalah bagaimana mentransformasikan angka acak yang dikeluarkan oleh random number generator (RNG) menjadi besaran fisis yang sesuai dengan fungsi kerapatan peluang (f_{kp})-nya. Ini disebabkan karena angka acak yang dikeluarkan oleh RNG memiliki f_{kp} uniform, sedangkan perubah dasar dalam $FK(x)$ seringkali tidak demikian (misal terdistribusi secara normal, lognormal, dan sebagainya). RNG biasanya ada dalam CPU komputer sebagai built-in computer program dalam bagian ROM-nya. RNG yang disediakan ini hampir selalu berbentuk linear congruential generator yang mengeluarkan suatu deretan bilangan

cacah (integer) I_1, I_2, I_3 . Transformasi bilangan acak menjadi nilai perubah acak juga dapat dilakukan secara numerik dengan prosedur intuitif berikut:

1. Untuk XP dengan fungsi kerapatan peluang yang diketahui fkp, bagilah rentang XP menjadi I interval yang sama sepanjang dx .
2. Hitung luas tiap pias (ini akan menghasilkan peluang XP memiliki harga dalam interval i , yaitu sebesar P_i) dengan mengalikan interval dx dengan tinggi fkp pada X_i . Untuk setiap aP , yang keluar dari RNG maka aP diperbandingkan dengan batas interval yang sesuai. Apabila $P_i < aP < P_{i+1}$ maka aP “dipahami” (ditransformasikan) sebagai X_i .

Disamping itu, transformasi dari bilangan acak ke nilai perubah acak dapat dilakukan secara analitik berdasarkan fungsi distribusi kumulatif perubah acak tersebut. Oleh karena fungsi distribusi kumulatif (fdk) dari suatu perubah acak X merupakan fungsi kontinyu dan monotonik dari X maka nilai $F_X(x)$ dapat dipakai sebagai alat transformasi dari nilai bilangan acak u menjadi nilai perubah acak x .

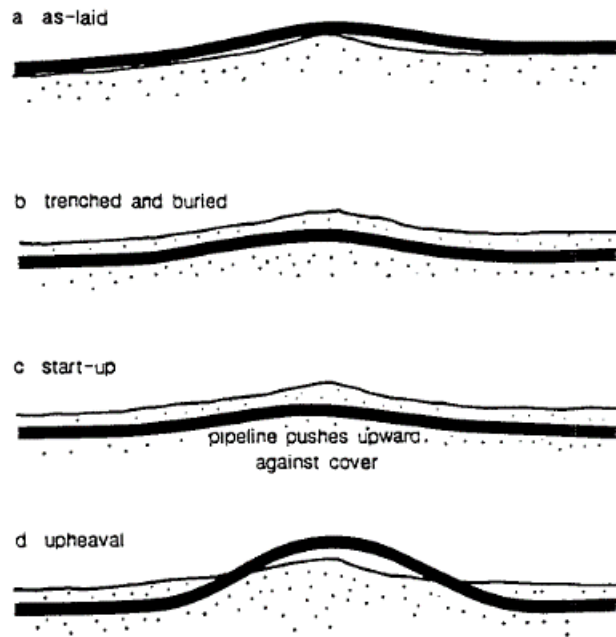
Oleh karena $u = g(x) = F_X(x)$ merupakan fungsi yang tidak memiliki elemen yang menurun (non-decreasing function) maka untuk sembarang nilai u diantara 0 dan 1, fungsi invers $x = \xi(u)$ dapat didefinisikan sebagai nilai x terkecil yang memenuhi persamaan $F_X(x) \geq u$ (berdasarkan definisi kuantil dalam fungsi distribusi kumulatif). Sehingga dapat didefinisikan bahwa nilai bilangan acak diambil sebagai nilai dari kuantil, $u = F_X(x)$, sedemikian sehingga nilai perubah acak dapat ditentukan (setelah fungsi distribusi kumulatifnya dimiliki).

2.2.9 Konsep Upheaval Buckling

Pipa dikubur di dalam tanah untuk melindungi pipa dari gaya-gaya hidrodinamik yang cukup besar dan aktivitas diatas maupun dibawah permukaan laut seperti kapal berlayar, pemancingan ikan, habitat terumbu karang, dan sebagainya. Disisi lain pipa yang terkubur juga lebih menguntungkan dalam stabilitasnya. Tetapi, pipa yang terkubur dalam tanah pada kondisi operasional dan instalasi memiliki temperature dan tekanan yang berbeda. Maka pipa harus didesain

cukup kuat agar selama beroperasi dapat menahan pembebanan internal dan eksternal yang berupa perubahan temperature dan pressure oleh fluida yang mengalir pada pipa, juga tekanan dari luar. Kenaikan dari temperature dapat menyebabkan pipa memanjang yang besarnya dipengaruhi oleh sifat mekanika material pipa. Karena terkubur pipa tidak dapat bergerak bebas karena ditahan oleh gaya gesek tanah. Kombinasi eksternal dan internal load operasional pipa seperti perbedaan temperature, tekanan, dan gaya friksi tanah menghasilkan gaya aksial tekan efektif pada pipa

Apabila pada pipa terdapat lekukan awal atau ketidaklurusan yang terjadi akibat kesalahan instalasi atau ketidakrataan permukaan tanah tempat pipa diletakkan maka gaya aksial efektif pipa ini akan berubah menjadi gaya tekan vertikal pipa terhadap lapisan tanah di atasnya. Gaya vertikal pipa ini akan ditahan oleh berat tanah, berat pipa, dan isinya. Jika total berat tanah di atas pipa dan berat pipa tidak lagi mampu menahan gaya vertikal pipa, maka bagian pipa yang telah memiliki lekukan awal ini akan berpropagasi dan cenderung bergerak ke atas mendorong timbunan tanah di atasnya. Pada akhirnya pipa akan mengalami displacement yang cukup besar atau munculnya sejumlah panjang bagian pipa yang telah melengkung hingga keluar dari permukaan timbunan tanah. Fenomena pelengkungan pipa ini disebut dengan “*upheaval buckling*” seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.4 berikut ini.



Gambar 2.4 Mekanisme Terbentuknya *Upheaval Buckling*
(Sumber: *Journal of Pipeline Engineering*, 2016)

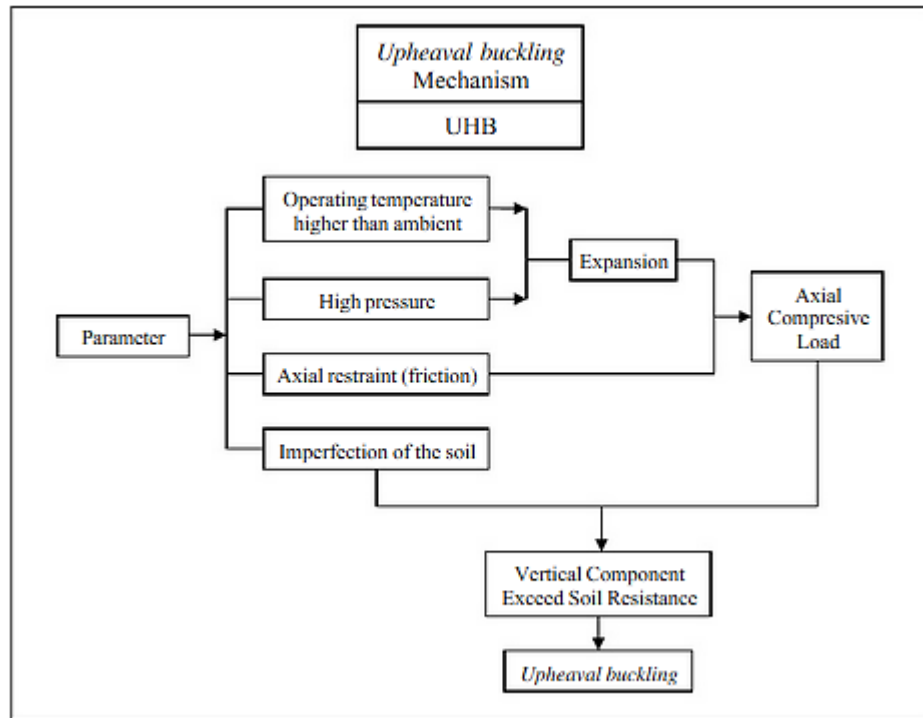
Berikut akan diuraikan proses terjadinya *upheaval buckling*:

1. Pada saat dilakukan instalasi *pipeline*, pipa diletakkan di atas tanah atau di dalam parit (*trench*). Pada saat instalasi ini terdapat kemungkinan ketidakrataan (*imperfection*) permukaan tanah atau parit yang memang sulit untuk dihindari. Selain itu juga terdapat faktor ketidaklurusan pipa yang dapat disebabkan karena kesalahan instalasi atau rute *pipeline* yang memang tidak lurus.
2. Ketika pipa sudah dipendam dan mulai beroperasi, akan mulai terbentuk gaya aksial akibat perbedaan temperatur pada saat instalasi dengan saat pipa beroperasi serta gaya aksial akibat tekanan fluida.
3. Kombinasi gaya aksial pipa, *imperfection* tanah, dan ketidaklurusan pipa akan menginisiasi terjadinya *upheaval buckling* sehingga menyebabkan gaya aksial berubah menjadi gaya vertikal ke atas.

4. Gaya tekan vertikal ke atas akan ditahan oleh berat timbunan tanah di atas pipa dan berat pipa itu sendiri, namun jika tidak dapat tertahan maka pipa akan melengkung ke atas hingga keluar dari permukaan timbunan tanah di atas pipa.

Penting sekali desain system pipa yang mampu mendukung agar *buckling* tidak terlalu cepat terjadi karena ekspansi termal yang sebagai inisiator terjadinya *buckling* tidak dapat dihindari. Menurut Ramadhan (2015), ada beberapa faktor yang bisa mempercepat terjadinya *upheaval buckling*, seperti ketidakrataan permukaan tempat pipa diletakkan, rendahnya tahanan gesek local, beban yang terlalu besar, serta *out-of-straightness* (ketidaklurusan).

Upheaval buckling ini dapat dihindari dengan cara menimbun lapisan tanah atau bebatuan di atas jalur pipa. Pencegahan ini akan efektif jika dilakukan pada bagian pipa yang paling berpotensi untuk mengalami *upheaval buckling*. Sebelumnya perlu dicari dan dilakukan perhitungan tentang berat timbunan tanah yang dibutuhkan. Berikut terdapat skema mekanisme *upheaval buckling* pada gambar 2.5.



Gambar 2.5 Gambar Skematik Mekanisme *Upheaval Buckling*

(Sumber: Ramadhan, 2015)

Menurut Kyriakides *upheaval buckling* terjadi karena required down force yang terjadi karena tegangan hoop, tegangan longitudinal, tegangan termal serta gaya aksial yang telah melebihi nilai total downward force terdiri dari berat pipa beserta fluida di dalamnya dan gaya friksi dari tanah yang berada di atas pipa. Dimana *imperfection height* menjadi faktor penting dalam mekanisme terjadinya *upheaval buckling*, karena menyebabkan pipa lebih mudah mengalami tekukan sehingga tegangan longitudinal dan termal sangat mungkin terjadi.

2.2.10 Wall Thickness Pipa

Perhitungan *wall thickness* / ketebalan dinding pipa dirancang sesuai *codes* ASME B31.8 untuk mendapatkan peningkatan *safety faktor* terhadap perubahan *internal load*. Ketentuan perhitungan ketebalan dinding pipa atau desain tekanan internal ialah sebagai berikut:

$$t = \frac{P.D_o}{2S(F.E.T)} \quad (2.9)$$

Dimana,

t = Ketebalan minimum pipa (m)

P = Tekanan desain (MPa)

D_o = Diameter luar pipa (m)

S = Specified Minimum Yield Stress (MPa)

F = Faktor desain (untuk *pipeline*, $F= 0,72$)

E = *Longitudinal Joint Faktor* ($E=1$)

T = Temperatur *derating faktor* (1 untuk pipa baja dengan temperature operasi $< 200^{\circ}\text{F}$)

2.2.11 Analisa Tegangan pada Pipa

Beban yang bekerja pada sistem pipa akan menyebabkan timbulnya tegangan di dinding pipa. Kombinasi tegangan-tegangan yang bekerja pada dinding pipa akan menyebabkan regangan atau defleksi. Besarnya tegangan akibat beban operasi tekanan internal dari fluida yang dialirkan di dalam pipa dapat diturunkan dari persamaan mekanika untuk bejana berdinding tipis.

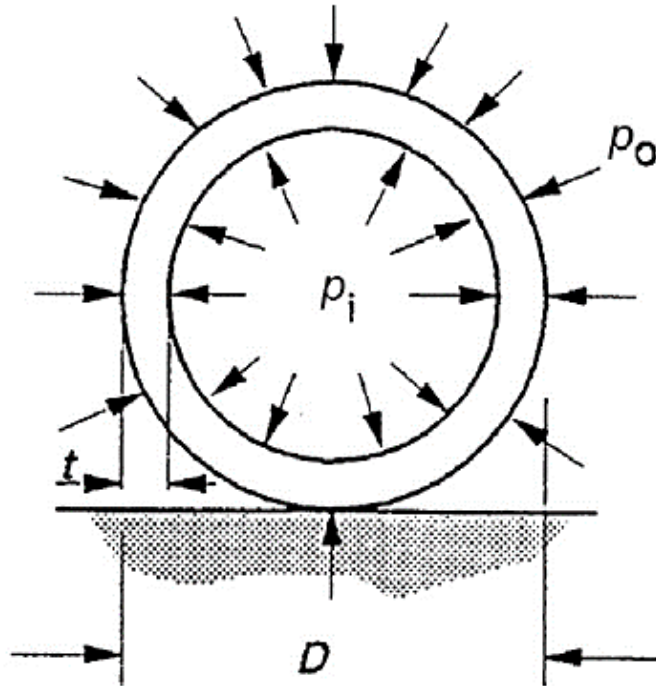
Analisa terhadap tegangan yang bekerja pada pipa serta metode perhitungannya telah tercantum dalam *code* dan standar tertentu sesuai dengan operasi dan kondisi system pipa tersebut. Untuk pipa penyalur gas menggunakan *code* ASME B31.8. Berdasarkan *code* ini tegangan kerja yang diijinkan adalah sesuai table 2.1 dibawah ini:

Tabel 2.1 *Allowable Stress* untuk masing-masing kondisi desain menurut tugas akhir Ramadhan (ASME, 2000)

Design condition	Allowable		
	Hoop stress	Longitudinal stress	Combined stress
Operation	70% SMYS	80% SMYS	90% SMYS
Hydrotesting	90% SMYS	-	96% SMYS
Installation	72% SMYS	80% SMYS	90% SMYS

2.2.11.1 *Hoop Stress*

Hoop stress adalah tegangan yang terjadi pada benda-benda melingkar simetris (pipa, tube, dan sebagainya). *Hoop* bekerja pada pipa dalam arah tangensial atau *circumferential*. Setiap pipa memiliki besar tegangan *hoop* yang berbeda-beda tergantung pada besar tegangan internal yang bervariasi terhadap tebal dinding pipa. Ilustrasi *hoop stress* pada benda melingkar simetris ditunjukkan pada gambar 2.6.



Gambar 2.6 Ilustrasi *Hoop Stress*

(Sumber: Bai, 2014)

Berdasarkan ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems, persamaan *hoop stress* adalah sebagai berikut:

$$\sigma_h = \frac{(P_i - P_e) \cdot D_o}{2t} \quad (2.10)$$

Dengan,

σ_h = *Hoop Stress* (MPa)

P_i = Tekanan internal (MPa)

P_e = Tekanan eksternal (MPa)

D_o = Diameter luar pipa (m)

t = Tebal pipa nominal (m)

Hoop stress harus memiliki nilai dibawah *allowable stress* yang sudah tertera pada tabel 2.1.

2.2.11.2 Longitudinal Stress

Longitudinal Stress adalah gaya aksial yang dialami oleh dinding pipa. Dikarenakan pipa beroperasi terkubur di dalam tanah maka pipa berada dalam kondisi tertahan (*restraint*). Akibatnya pipa tidak dapat berekspansi karena tertahan gaya friksi tanah di sekeliling pipa tersebut. Pipa yang bertekanan menimbulkan tegangan *hoop* dan tegangan *longitudinal* akibat tekanan internal di dalam pipa. Besar dan gaya-gaya tersebut tidak boleh melebihi tegangan ijin material pada temperatur maksimum pipa.

A. Thermal Stress

Thermal stress merupakan tegangan yang terjadi karena adanya pemuaian (ekspansi) pada pipa. Persamaan 2.11 di bawah ini menunjukkan tentang tegangan pemuaian pada pipa:

$$\sigma_T = -E \cdot \Delta T \cdot \alpha_T \quad (2.11)$$

Dimana,

σ_t = Thermal Stress (MPa)

E = Modulus Young (Mpa)

α_T = Koefisien Ekspansi termal ($1.1 \times 10^{-5} / ^\circ\text{C}$)

ΔT = Perbedaan temperatur kondisi instalasi dan operasi ($^\circ\text{C}$)

Tanda minus (-) menunjukkan bahwa *thermal stress* merupakan tegangan kompresif.

B. Poisson's Stress

Tekanan internal yang terjadi pada pipa dapat membentuk tegangan lain sebagai reaksi dari *hoop stress*, dan pada pipa tertahan akan menimbulkan *poisson's effect* dari *hoop stress* tersebut. Maka dengan kata lain *hoop stress* akan memberikan pengaruh tegangan tarik *poisson* pada arah longitudinal. Persamaan 2.12 berikut

ini menjelaskan tegangan tarik longitudinal akibat *poisson's effect* pada pipa tertahan (*restraint*):

$$\sigma_p = \nu \cdot \sigma_h \quad (2.12)$$

σ_p = *poisson's stress* (MPa)

ν = *poisson's ratio* (0.3 untuk *carbon steel*)

Sehingga besar tegangan longitudinal pipa yang berada dalam kondisi *restraint* adalah:

$$\sigma_L = \nu \cdot \sigma_h - E \cdot \Delta T \cdot \alpha_T \quad (2.13)$$

σ_L = Tegangan longitudinal (MPa)

2.2.11.3 Combined Stress (Tegangan Ekuivalen Von Mises)

Combined Stress merupakan resultan dari seluruh tegangan dengan arah kerja berbeda-beda yang terjadi pada pipa. Persamaan tegangan ekuivalen von mises (*combined stress*) sesuai Guo (2014), sebagai berikut:

$$\sigma_E \sqrt{\sigma_h^2 + \sigma_l^2 - (\sigma_h \sigma_l + 3\tau^2)} \quad (2.14)$$

Dimana,

σ_E = Tegangan ekuivalen von Mises (MPa)

σ_h = Tegangan *hoop* (MPa)

L = Tegangan longitudinal (MPa)

τ = Tegangan geser tangensial (MPa)

Karena tegangan geser tangensial yang biasanya bernilai relatif kecil jika dibandingkan tegangan-tegangan lain yang bekerja pada pipa, maka bisa diabaikan. Tegangan ekuivalen saat beroperasi juga harus memenuhi kriteria *code*, maka analisis selanjutnya persamaannya berubah menjadi:

$$\sigma_E = \sqrt{\sigma_h^2 + \sigma_L^2 - (\sigma_h \sigma_L)} \leq 0.9 SMYS \quad (2.15)$$

2.2.12 Kegagalan Pipa Akibat *Upheaval Buckling*

2.2.12.1 Gaya Aksial

Sebagaimana telah diuraikan bahwa terjadinya *upheaval buckling* disebabkan oleh gaya aksial efektif yang bekerja pada *pipeline*. Gaya aksial efektif ini merupakan gaya yang bekerja pada sumbu pipa sehingga mendorong terjadinya defleksi secara *global* ke arah vertikal. Karena pipa diletakkan secara horizontal, maka gaya aksial yang terjadi pada pipa merupakan gaya yang terbentuk oleh tegangan longitudinal. Secara umum, gaya aksial sangat dipengaruhi oleh ekspansi termal.

Selain dipengaruhi oleh tegangan longitudinal kompresif akibat pengaruh ekspansi termal, gaya aksial efektif pada pipa yang berada pada kondisi restraint juga dipengaruhi oleh tekanan internal di dalam pipa. Pada pipa yang tertahan, tegangan-tegangan yang bekerja pada arah longitudinal, yaitu tegangan termal, tegangan Poisson, dan tegangan akibat tekanan internal akan menyebabkan gaya aksial pada pipa. Resultan gaya aksial efektif inilah yang menyebabkan pipa mengalami tekukan ke arah vertikal pipa. Resultan gaya aksial efektif pada pipa restraint menurut DnV OS F-101 adalah

$$S = H - P_i \cdot A_i \cdot (1 - 2\nu) - E \cdot \alpha_T \cdot \Delta T \cdot A_s \quad (2.16)$$

Dengan:

S = Gaya aksial efektif (kN)

H = *Residual Lay Tension* (kN)

P_i = Tekanan internal (Mpa)

σ_h = Tegangan *hoop* (Mpa)

ν = *poisson 's ratio*

E = Modulus Young (Mpa)

α_T = Koefisien Ekspansi termal ($1.1 \times 10^{-5} / ^\circ\text{C}$)

ΔT = Perbedaan temperatur kondisi instalasi dan operasi ($^\circ\text{C}$)

A_i = Luas penampang internal (m^2)

A_s = Luas potongan melintang pipa (m^2)

Gaya aksial efektif ini merupakan *driving force* terjadinya *upheaval buckling*. Gaya aksial ini ditahan atau dilawan oleh gaya yang berlawanan arah. Gaya lawan ini berasal dari gaya friksi tanah serta berat pipa itu sendiri. Gaya friksi tanah merupakan gaya yang berasal dari tanah yang menahan di sekeliling pipa dan tanah timbunan yang berada di atas pipa.

2.2.12.2 Uplift Resistance

Seperti telah diuraikan di atas bahwa tegangan longitudinal akan menyebabkan terbentuknya gaya aksial efektif yang mendorong terjadinya tekukan pada pipa. Namun penekukan ini belum akan terjadi jika gaya aksial efektif ini masih dapat ditahan oleh gaya tekan tanah yang bekerja pada pipa. Gaya tahanan tersebut merupakan kombinasi gaya friksi tanah di sekeliling pipa serta berat pipa itu sendiri, gaya ini akan menahan pipa agar tidak bergerak ke atas (*upward pipe movement*). *Uplift resistance* dapat dihitung dengan menggunakan persamaan 2.18 berikut ini:

$$q_s = \rho_b \cdot g \cdot D_o \cdot H_{tb} \left(1 + \frac{H_{tb}}{D_o}\right) \quad (2.17)$$

q_s = *Uplift resistance* (N)

ρ_b = Massa jenis tanah penimbun (kg/m^3)

g = Percepatan gravitasi (m/s^2)

D_o = Diameter luar pipa (m)

H_{tb} = Tinggi minimum penimbunan (dari titik tengah pipa) (m)

F = koefisien *uplift resistance*

Tinggi penimbunan dapat dihitung menggunakan persamaan 2.18 berikut:

$$H_{tb} = H_b - \left(\frac{D_o}{2} + T_{coating} + T_{concrete}\right) \quad (2.18)$$

H_b = Kedalaman penimbunan (m)

$T_{coating}$ = Ketebalan *corrosion coating* (m)

$T_{concrete}$ = Ketebalan *concrete coating* (m)

Uplift resistance seperti penjelasan sebelumnya merupakan kombinasi gaya tekan tanah dengan berat pipa yang terkubur. Berat pipa merupakan gabungan antara berat material pipa dengan berat fluida isi. Pada persamaan 2.19 dibawah ini menjelaskan perhitungan berat pipa yang dikubur.

$$W_s = (M_{steel} + M_{coating} + M_{concrete} + M_{content})g - F_b \quad (2.19)$$

W_s = Berat pipa yang tertimbun (N/m)

M_{steel} = Massa material pipa (kg/m)

$M_{coating}$ = Massa *corrosion coating* (kg/m)

$M_{concrete}$ = Massa *concrete coating* (kg/m)

$M_{content}$ = Massa fluida isi (kg/m)

g = Percepatan gravitasi (m/s²)

F_b = *Bouyancy force* (N/m)

Untuk buoyancy force dapat dihitung menggunakan persamaan 2.20 berikut.

$$F_b = \frac{\pi}{4} \cdot D_o^2 \cdot \rho_{seawater} \cdot g \quad (2.20)$$

Gaya tekan tanah efektif didapatkan dari kombinasi antara berat pipa yang tertahan dengan gaya tekan tanah (*uplift resistance*). Gaya inilah yang akan menahan pipa melakukan deformasi keatas yang besar (*upheaval buckling*). Gaya tekan tanah efektif dirumuskan sebagai berikut.

$$q = q_s + W_s \quad (2.21)$$

q = Gaya tekan tanah efektif (N/m)

2.2.12.3 Required Downward Force

Ketika kondisi dasar laut tidak rata atau *imperfection height* dapat mempengaruhi deformasi awal pipa. Deformasi berbentuk lekukan keatas ini membuat pipa lebih mudah mengalami *upheaval buckling*. Maka berkaitan dengan penjelasan diatas dibutuhkan gaya untuk melawan perpaduan antara gaya aksial efektif pipa dengan ketidakrataan permukaan tanah dan berat pipa itu sendiri. Persamaan *required downward force* menurut A.C Palmer (1990) sebagai berikut.

$$W_{req} = \left[1.16 - \frac{4.76 \left(\frac{EIW_s}{\delta} \right)^{0.5}}{S} \right] S \left(\frac{\delta W_s}{EI} \right)^{0.5} \quad (2.22)$$

W_{req} = Required downward force (N/m)

E = Modulus Young (Mpa)

I = Momen inersia pipa (m^4)

W_s = Berat pipa yang tertimbun (N/m)

S = Gaya aksial efektif (kN)

δ = Ketidakrataan permukaan tanah (m)

Kemudian hasil perhitungan *required downward force* dibandingkan dengan *total downward force* sehingga mendapat nilai keamanan (Safety Faktor), dimana menurut DnV RP F-110 *safety faktor* minimum yang dipakai untuk desain tanah

penimbun sebesar 1.2 sesuai Yong Bai dalam bukunya yang berjudul “*subsea pipeline and riser*” agar pipa aman dan tidak terjadi *upheaval buckling*.

2.2.12.4 Moda Kegagalan MK1

Kegagalan terjadi ketika pengoperasian besarnya *required downward force* melebihi gaya tekan tanah efektif dengan persamaan:

$$P_f = P(W_{req} \geq q) \quad (2.23)$$

Moda kegagalan *upheaval buckling* diformulasikan sebagai berikut:

$$MK1 = [q - W_{req}] \quad (2.24)$$

Dengan:

MK1 = Moda kegagalan *upheaval buckling*

W_{req} = Required downward force (N/m)

q = Gaya tekan tanah efektif (N/m)

2.2.12.5 Teori *Buckling* Kolom

Buckling kolom merupakan fenomena pelengkungan yang terjadi pada kolom yang mengalami beban kompresif yang biasanya diberikan secara aksial. Secara umum terdapat tiga kategori jenis kolom, yaitu kolom pendek (*short columns*), kolom menengah (*intermediate columns*), dan kolom panjang (*long columns*). Perbedaan ketiga jenis kolom ini dapat dihitung berdasarkan *Slenderness Ratio* (rasio kerampingan)

Rasio kerampingan sebuah kolom merupakan perbandingan antara panjang efektif kolom terhadap jari-jari girasinya. Jari-jari girasi sebuah kolom tergantung pada bentuk penampang kolom tersebut. Tetapi secara umum jari-jari girasi dapat dituliskan sebagai berikut:

$$r = \sqrt{I/A} \quad (2.25)$$

$$\text{Slenderness ratio} = L_e/r \quad (2.26)$$

Dengan:

r = Jari-jari giras kolom

I = Momen inersia kolom

A = Luas penampang potongan melintang kolom

Perlu diperhatikan bahwa L_e bukan merupakan panjang kolom yang sebenarnya, melainkan panjang efektif kolom. Panjang efektif kolom tergantung pada kondisi tumpuan ujung-ujung kolom. Hubungan panjang efektif kolom dan panjang kolom yang sebenarnya dapat dituliskan sebagai berikut:

$$L_e = kL \quad (2.27)$$

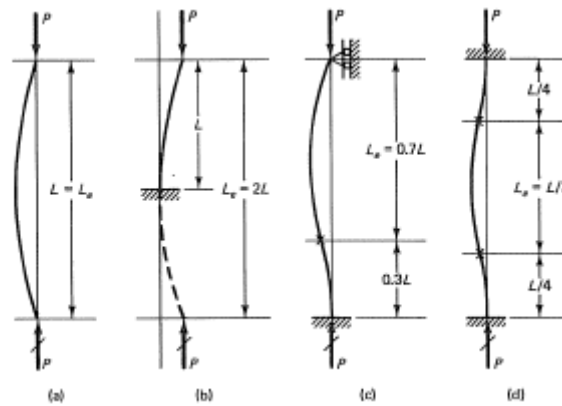
Dengan:

L_e = Panjang efektif kolom (m)

K = Konstanta Panjang efektif

Nilai dari k bergantung pada kondisi tumpuan ujung-ujung kolom, ujung-ujung dijepit, ujung-ujung dipasak, atau kombinasi dari keduanya. Masing-masing kondisi tumpuan ujung-ujung kolom memiliki cara penurunan rumus sendiri sehingga diperoleh nilai konstanta panjang efektif k untuk masing-masing kondisi. Namun untuk kasus-kasus umum tertentu, nilai konstanta panjang efektif k telah ditentukan.

Untuk memahami bagaimana sebuah kolom dapat mengalami pelengkungan atau *buckling*, maka terlebih dahulu dipilih sebuah kasus dasar, digunakan kasus kolom dengan ujung-ujung dipasak seperti yang terlihat pada gambar 2.7 a). Kasus kolom dengan ujung-ujung dipasak ini juga digunakan untuk menurunkan rumus kritis Euler.



Gambar 2.7 Panjang Efektif Kolom Dengan Setiap Ujung Pengekang yang Berlainan

(Sumber: Popov, 1978)

2.2.12.6 Penurunan Rumus *Buckling* Euler

Jika batang atau kolom yang ujung-ujungnya mendapat beban aksial tekan seperti pada gambar (2.7) dianggap sebagai batang yang lurus sempurna, maka batang ini akan tetap lurus sempurna selama beban yang diberikan kurang dari beban kritis P_{cr} (disebut juga beban Euler). Jika diberikan beban yang lebih dari beban kritis P_{cr} , maka batang akan mengalami defleksi dan melengkung. Jika beban dilepaskan, batang akan tetap berada pada kondisi melengkung karena batang telah mengalami beban melebihi beban kritis P_{cr} sehingga dikatakan batang telah mengalami kegagalan dalam bentuk *buckling*.

Melalui gambar (2.7) dapat dilihat diagram benda bebas kolom yang diberikan pembebanan aksial P akan mengalami momen lentur M dengan besar defleksi y . Maka momen lentur yang dialami kolom dapat dituliskan sebagai berikut:

$$M = -Py \quad (2.28)$$

Dengan:

M = Momen lentur (Nm)

y = Defleksi (m)

P = Pembebanan Aksial

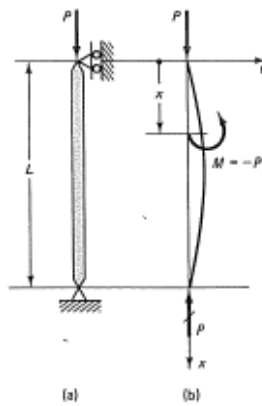
Diketahui:

$$\left(\frac{d^2 y}{dx^2}\right) = \frac{M}{EI} \quad (2.29)$$

Dengan:

E = Modulus young (MPa)

I = Momen inersia (m⁴)



Gambar 2.8 *Buckling* pada Kolom dengan Ujung-ujung dipasak

(Sumber: Popov, 1978)

Substitusi persamaan (2.28) dan persamaan (2.29), maka akan dihasilkan persamaan kurva elastis untuk kolom ini adalah:

$$\left(\frac{d^2 y}{dx^2}\right) = -\frac{P}{EI} y \quad (2.30)$$

Bentuk persamaan (2.31) dapat disederhanakan dengan menggunakan bentuk $\lambda^2 = P/EI$ dan dengan menukar letak persamaan, maka akan diperoleh:

$$\left(\frac{d^2 y}{dx^2}\right) + \lambda^2 y = 0 \quad (2.31)$$

Ini merupakan persamaan yang bentuknya merupakan persamaan diferensial orde kedua, yang memiliki bentuk penyelesaian umum sebagai berikut:

$$y = A \sin \lambda x + B \cos \lambda x \quad (2.32)$$

Untuk menyelesaikan persamaan umum ini, maka perlu untuk ditentukan syarat- syarat batas. Syarat-syarat ini adalah saat $x = 0$ dan $x = L$, maka diperoleh:

$$y=0 \text{ pada } x=0$$

- $0 = A \sin 0 + B \cos 0 \text{ atau } B=0$

$$y=0 \text{ pada } x=L$$

- $0 = A \sin \lambda L$

Persamaan (2.32) dapat dipenuhi dengan mengambil $A = 0$ atau $\lambda L = 0$.

Namun seperti yang dapat dilihat dari persamaan (2.32), bahwa dengan mengambil $A = 0$ akan memberikan jawaban *trivial* (*trivial solution*) yang artinya tidak terjadi defleksi atau *buckling*. Sedangkan dengan mengambil $\lambda L = 0$, selain akan memberikan jawaban *trivial* juga akan mengindikasikan tidak ada beban yang bekerja pada kolom (ingat hubungan $\lambda^2 = P/EI$). Oleh karena itu, dibutuhkan alternatif jawaban lain agar persamaan ini memiliki jawaban yang berarti.

Persamaan (2.32) dapat dipenuhi pula jika faktor sinus sama dengan nol. Untuk memenuhi bentuk sinus sama dengan nol, maka λL harus sama dengan $n\pi$, dimana n adalah bilangan bulat.

$$\sin \lambda L=0 \text{ jika } \lambda L =n\pi \quad (2.33)$$

Maka dengan menggunakan bentuk penyederhanaan $\lambda^2 = P/EI$ dan $\lambda L =n\pi$, maka diperoleh hubungan:

$$\sqrt{P/EI} = \frac{n\pi}{L} \quad (2.34)$$

Maka gaya kritis yang membuat kolom menjadi melengkung adalah

$$P_{cr} = \frac{n^2 \pi^2 EI}{L^2} \quad (2.35)$$

Untuk memenuhi kriteria beban kritis Euler maka harus dicari harga terkecil dari beban P, yaitu dengan mengambil n harus sama dengan satu. Maka rumus beban Euler untuk kolom dengan ujung-ujung dipasak adalah:

$$P_{cr} = \frac{\pi^2 EI}{L^2} \quad (2.36)$$

Dengan I adalah momen inersia terkecil dari kolom dengan L adalah panjang kolom. Menurut persamaan kurva elastis pada persamaan (2.34), maka kurva elastis pada beban kritis Euler dimana $\lambda = x/L$ adalah:

$$y = A \sin \frac{\pi}{L} x \quad (2.37)$$

Kasus *buckling* yang terjadi pada kolom dengan ujung-ujung dipasak atau bundar seringkali disebut sebagai kasus dasar *buckling* kolom Euler. Namun agar persamaan beban kritis Euler pada persamaan (2.36) dapat diberlakukan secara umum untuk semua kondisi ujung-ujung kolom, maka persamaan (2.37) dapat dimodifikasi dengan mengganti panjang kolom L dengan panjang efektif kolom L_e . Maka diperoleh persamaan umum beban kritis Euler untuk setiap kondisi ujung-ujung kolom:

$$P_{cr} = \frac{\pi^2 EI}{L_e^2} \quad (2.38)$$

Melalui persamaan umum beban kritis ini, dapat juga diketahui persamaan umum tegangan kritis:

$$\sigma_{cr} = \frac{P_{cr}}{A} = \frac{\pi^2 EI}{L_e^2 A} \quad (2.39)$$

Dengan:

$$\sigma_c = \text{Tegangan Kritis Euler (N/m}^2\text{)}$$

P_{cr} = Beban Kritis Euler (N)

L_e = Panjang Efektif (m)

Dengan menerapkan hubungan jari-jari girasi $r = \sqrt{I/A}$ pada persamaan (2.40), maka diperoleh:

$$\sigma_{cr} = \frac{\pi^2 E}{(L_e/r)^2} \quad (2.40)$$

Persamaan tegangan kritis ini merupakan fungsi modulus Young dari material kolom dan *slenderness ratio*.

2.2.12.7 Moda Kegagalan MK2

Kegagalan terjadi ketika pengoperasian besarnya beban aksial efektif melebihi beban kritis, dengan persamaan:

$$P_f = P(F \geq P_{cr}) \quad (2.41)$$

Moda kegagalan *upheaval buckling* diformulasikan sebagai berikut:

$$MK2 = [P_{cr} - F] \quad (2.42)$$

Dengan:

MK2 = Moda kegagalan *upheaval buckling*

P_{cr} = Beban kritis Euler (kN)

F = Beban aksial efektif (kN)

2.2.12.8 Pemodelan Pipa dengan Software AUTOPIPE

Pemodelan *stress* analisis dapat dilakukan dengan menggunakan *software* AUTOPIPE untuk mengetahui berapa besarnya *stress* yang diijinkan sesuai dengan

code yang digunakan yaitu sesuai dengan ASME B31.8 dengan melakukan langkah penginputan data dan beban-beban seperti yang dijelaskan di bawah ini.

1. Data Pipa

Memasukkan data-data pipa yang ada, yaitu OD pipa, ketebalan, *corrosion allowance*, temperatur, tekanan, *code* yang dipakai (ASME B31.8) serta data- data material yang ada.

2. Pemodelan Pipa

Pipeline milik PT. X dapat dimodelkan dengan *software* AUTOPIPE. *Software* ini adalah program *Computer Aided Engineering* (CAE) yang dapat digunakan untuk perhitungan tegangan dan displacement pada sistem perpipaan. AUTOPIPE beroperasi dan melakukan *running* sesuai dengan standard yang kode perpipaan umum gunakan yaitu ASME, API, ANSI, ASCE, AISC, BS, NEMA, UBC, dan WRC.

Hal-hal yang diperlukan dalam pemodelan *pipeline* dengan menggunakan *software* AUTOPIPE adalah sebagai berikut:

- Data Input
 - 1) Dimensi dan jenis material
 - 2) Parameter operasi (temperatur dan tekanan fluida)
 - 3) Parameter pembebanan
 - 4) *Code* yang digunakan
 - 5) Data Lingkungan (*Soil Properties*)
- Pemodelan *Node*, Elemen dan Tumpuan
 - Aturan penentuan *node*
 - 1) Geometri (titik awal, interaksi, perubahan arah, dan titik akhir)
 - 2) Perubahan parameter operasi
 - 3) Parameter kekakuan elemen (perubahan ukuran pipa, *expansion joint*, *valve*)
 - 4) Posisi kekakuan batas (*restrain*, syarat batas sendi)

3. Pembebanan

Memasukkan beban-beban yang ada diantaranya adalah beban akibat *internal pressure*, baik tekanan disain, operasi, temperatur disain dan temperatur operasi.

4. *Running* Model

Memulai dengan *running* disain struktur pipa yang telah dibuat dengan menganalisis material pada pipa dan beban yang telah dibuat apakah gagal atau tidak, jika gagal maka cek lagi data-data yang ada.

5. Analisis Tegangan yang Terjadi Pada Pipa

Analisis tegangan yang terjadi pada pipa ini akan dilakukan dalam tiga kondisi pembebanan, analisis tegangan yang dihasilkan dari beragam kondisi pembebanan adalah sebagai berikut:

a. Hoop Stress

Analisis ini dilakukan untuk mendapatkan nilai besarnya *hoop stress* agar tidak melampaui batas maksimum yang telah ditentukan pada *code* ASME dan mengetahui distribusi *hoop stress* maksimum yang terjadi sepanjang pipa

b. Bending Stress

Analisis ini digunakan untuk mendapatkan berapa besarnya *bending stress* yang terjadi pada pipa dan mengetahui distribusi tegangan *bending* maksimum yang terjadi sepanjang pipa.

c. Torsional Stress

Analisis ini digunakan untuk mendapatkan besarnya *torsional stress* yang terjadi pada pipa dan mengetahui distribusi tegangan torsional maksimum sepanjang pipa

d. Combined Stress

Analisis *combined stress* atau juga disebut analisis *code stress*. Ini merupakan gabungan dari *axial stress*, *bending stress (longitudinal stress)*, *torsional stress* dan *hoop stress*. Pada *combined stress* ini juga tidak diijinkan untuk melebihi batas yang telah ditetapkan *code* ASME.

2.2.12.9 Identifikasi Tingkat Risiko Berdasarkan RBI Secara Semi-Kuantitatif

Penentuan tingkat risiko menggunakan metode semi-kuantitatif berdasarkan atas dua parameter yaitu: kategori peluang kegagalan dan kategori konsekuensi kerusakan. Matriks risiko metode semi-kuantitatif dapat dilihat pada gambar 2.3 diatas.

2.2.12.10 Inspeksi Berbasis Risiko

Proyek RBI berdasarkan API mulai diperkenalkan pertama kali pada tahun 1993 dan disponsori oleh kelompok industri minyak dan gas seperti: ARCO, Conoco Phillips, Exxon, UNOCAL dan lainnya. Pada umumnya di sebuah unit operasi, persentase tingkat risiko yang tinggi terdapat pada sejumlah kecil peralatan atau unit kerja. Dalam hal ini, RBI akan memberikan perhatian yang lebih melalui kegiatan inspeksi yang dilakukan, sehingga diharapkan dapat mereduksi program inspeksi yang dianggap berlebihan pada peralatan atau unit kerja yang memiliki tingkat risiko yang lebih rendah. Dengan menggunakan program RBI, sebuah perusahaan akan dapat mengontrol prioritas dan frekuensi program inspeksi yang dilakukannya, sehingga berdampak pada meningkatnya waktu operasi atau dengan kata lain dapat mengurangi waktu tidak pakai dari sebuah peralatan atau unit kerja.

Metode RBI memberikan perhatian terhadap dampak yang didapatkan dari sebuah kecelakaan atau kegagalan yang terjadi pada empat hal di bawah ini, yaitu:

1. Risiko ke dalam yang berhubungan dengan karyawan dan pelaksana di lapangan.
2. Risiko ke luar yang berhubungan dengan masyarakat di sekitar perusahaan

atau pabrik.

3. Risiko interupsi secara ekonomi akibat terjadinya penghentian proses produksi.
4. Risiko kerusakan lingkungan.

RBI mengkombinasikan keempat hal di atas dalam mengambil keputusan mengenai kapan, dimana, dan bagaimana program inspeksi yang tepat untuk sebuah pabrik. Selain itu, RBI menyediakan metodologi yang dapat digunakan untuk menentukan kombinasi yang optimum antara metode dan frekuensi inspeksi. Salah satunya adalah dengan meningkatkan kualitas inspeksi yang dilakukan dan diikuti dengan program perawatan yang intensif dengan maksud mereduksi frekuensi kegagalan peralatan pada masa mendatang. Akan tetapi metode RBI dan metode inspeksi yang ada masih belum dapat mereduksi risiko sampai nilai nol. Hal ini disebabkan adanya faktor-faktor yang tidak dapat diinspeksi tetapi berpengaruh pada kegagalan proses produksi suatu perusahaan, yaitu:

1. Kesalahan manusia.
2. Bencana alam.
3. Kejadian tak terduga.
4. Adanya efek sekunder dari unit terdekat yang mengalami kegagalan.
5. Kejadian yang disengaja (misalnya: sabotase)
6. Adanya batasan yang mendasar dalam metode inspeksi yang dilaksanakan.
7. Kesalahan desain peralatan.
8. Mekanisme kerusakan yang tidak diketahui atau terdeteksi sebelumnya.

Sistem pengelolaan program inspeksi berdasarkan tingkat risiko atau RBI merupakan suatu sistem menyeluruh pada program inspeksi yang meliputi kegiatan inspeksi, pengumpulan data hasil inspeksi, kegiatan memperbarui data hasil inspeksi, serta proses perbaikan sistem inspeksi secara kontinu. Secara umum, analisis risiko dapat diartikan sebagai suatu bidang ilmu spesifik yang menjelaskan mengenai tingkat risiko suatu peralatan pada saat peralatan tersebut diinspeksi. Jika proses inspeksi yang dilakukan pada suatu peralatan tidak memberikan hasil yang memuaskan, maka analisis secara teknik dapat dilakukan untuk menentukan tindak

lanjut terhadap peralatan yang dimaksud (misalnya: perbaikan, perawatan, atau terus dioperasikan).

2.2.12.11 Pengembangan Rencana Inspeksi

Menurut Masduky (2003) Proses RBI memberikan tiga tingkat kebebasan dalam mengembangkan rencana inspeksi, yaitu:

- Rating kekritisan, dalam kombinasi dengan indeks keyakinan digunakan untuk menentukan interval mayoritas inspeksi;
- Konsekuensi kegagalan digunakan untuk menurunkan ruang lingkup inspeksi; dan
- Peluang terjadinya kegagalan mengidentifikasi mekanisme kegagalan yang diharapkan dan dipakai untuk pengujian dengan menggunakan metode NDT (*Non-Destructive Test*).

A. Interval Inspeksi

Kemudian untuk mendapatkan interval inspeksi berdasarkan DNV RP F-116, menggunakan tabel inspeksi 2.2 berikut ini.

Tabel 2.2 Tabel Matriks Risiko Interval Inspeksi

	Severity	Increasing probability				
		1	2	3	4	5
		Failure is not expected $< 10^{-5}$	Never heard of in the industry $10^{-5} - 10^{-4}$	An accident has occurred in the industry $10^{-4} - 10^{-3}$	Has been experienced by most operators $10^{-3} - 10^{-2}$	Occurs several times per year $10^{-2} - 10^{-1}$
Increasing consequences ↑	E	3	1	N/A	N/A	N/A
	D	5	3	1	N/A	N/A
	C	8	5	3	1	N/A
	B	8	8	5	3	1
	A	8	8	8	5	3

Pada tabel 2.2 masing-masing kotak berwarna memiliki lambang angka yang menggambarkan jarak interval inspeksi yang sesuai dengan tingkat risiko kegagalan yang dialami *property*/ pipa semakin ke kanan atas semakin tinggi tingkat risikonya. Untuk kondisi paling aman akan mendapat interval inspeksi 8 tahun sekali dan untuk kondisi paling berbahaya akan membutuhkan tindak mitigasi langsung tanpa diadakan inspeksi maka diberi lambang N/A.

B. Penentuan Metode Inspeksi

Pilihan atas metoda inspeksi didasarkan atas kondisi pipa yang terpendam sehingga membuat perusahaan mengambil keputusan menggunakan metode *pigging/ intelligent pig* yang artinya *Pipeline Intelligent Gauge* (PIG). Inspeksi untuk pipa yang terkubur di bawah laut memiliki banyak keterbatasan dan tidak dapat menggunakan teknik survey permukaan. Alat berkualitas tinggi seperti Geopigs dapat memberikan pengukuran konfigurasi yang akurat, walaupun memiliki keterbatasan tetapi dapat dikaitkan dengan topologi dasar laut dan tutupan tanah. Metode inspeksi ini adalah suatu cara/metode dalam mendapatkan suatu nilai/informasi mengenai kondisi alat yang diinspeksi. Contoh alat *intelligent pig* adalah sebagaimana pada gambar 2.9:



Gambar 2.9 Intelligent Pig

Ada empat manfaat utama *intelligent pig* sebagai berikut:

1. Pemisahan fisik antar berbagai macam fluida yang mengalir didalam pipa.
2. Pembersihan intenal pipa.
3. Inspeksi kondisi dinding pipa atau disebut juga In-Line Inspection.
4. Menangkap dan merekan informasi geometri yang berkaitan dengan pipeline itu sendiri, seperti ukuran, letak/ posisi, dan sebagainya.

Dalam API RBI disebutkan bahwa metode inspeksi didasarkan pada faktor kerusakan yang dapat terjadi pada alat tersebut, sehingga setiap metode inspeksi yang dilaksanakan harus dapat memberikan informasi yang dibutuhkan terkait faktor kerusakan tersebut. Metode inspeksi yang baik adalah metode inspeksi yang memiliki keefektifan tinggi. Nilai keefektifan ini didapatkan dari seberapa baik kemampuan metode tersebut untuk mengidentifikasi keadaan asli alat yang berkaitan dengan faktor kerusakan yang dimilikinya. Kategori keefektifan inspeksi untuk tiap faktor kerusakan dijelaskan pada API RBI disertai contohnya.

BAB 3

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

Dalam pengerjaan tugas akhir ini secara keseluruhan dilakukan langkah-langkah sebagai berikut :

a. Studi Literatur dan Software

Studi literatur bersumber dari tugas-tugas akhir sebelumnya, berbagai jurnal, serta *codes* dan software. Hal ini dilakukan untuk memahami permasalahan yang ada dan menambah pengetahuan mengenai kondisi dan perhitungan pipa.

b. Pengumpulan Data

Data yang digunakan pada analisis ini adalah data milik PT. X, *Pipeline* dari Platform menuju ORF (*Onshore Receiving Transport*). Data yang didapatkan seperti, diameter luar, ketebalan, data tanah, tekanan operasi, dan jenis material yang digunakan.

c. Perhitungan Properti Pipa

Melakukan perhitungan luas permukaan pada pipa yang ditinjau dari bagian luar pipa, bagian dalam, dan pada potongan melintang pipa.

d. Permodelan Numerik

Pada langkah ini akan dilakukan permodelan numerik berdasarkan data-data pipa yang didapat. Kemudian menghasilkan *running model* berupa *displacement* dan distribusi tegangan.

e. Perhitungan dan Analisis *Upheaval Buckling*

Pada tugas akhir ini dilakukan perhitungan sebagai berikut :

- a. Menghitung properti pipa dan tegangan-tegangan yang terjadi pada pipa apakah sesuai dengan tegangan yang diijinkan
- b. Menghitung gaya-gaya yang bekerja pada pipa yang dapat menyebabkan *upheaval buckling* seperti gaya aksial, gaya friksi tanah
- c. Menghitung tegangan kritis dan beban kritis menggunakan teori Euler.

f. Pemodelan Software AUTOPIPE

Melakukan pemodelan menggunakan data yang tersedia, untuk mendapatkan nilai tegangan dan defleksi yang terjadi pada pipa

g. Perhitungan Peluang Kegagalan

Menghitung peluang kegagalan *upheaval buckling* akibat gaya aksial terhadap gaya friksi tanah dan beban kritis Euler.

h. Analisis Risiko

Sebelum melakukan analisis perlu ditentukan dahulu besarnya indeks risiko. Kemudian dilakukan analisis untuk mendapat konsekuensi dan peluang kegagalan akibat *upheaval buckling*. Langkah selanjutnya menentukan matriks risiko, dan kriteria penerimaannya.

i. Menentukan Metode Inspeksi

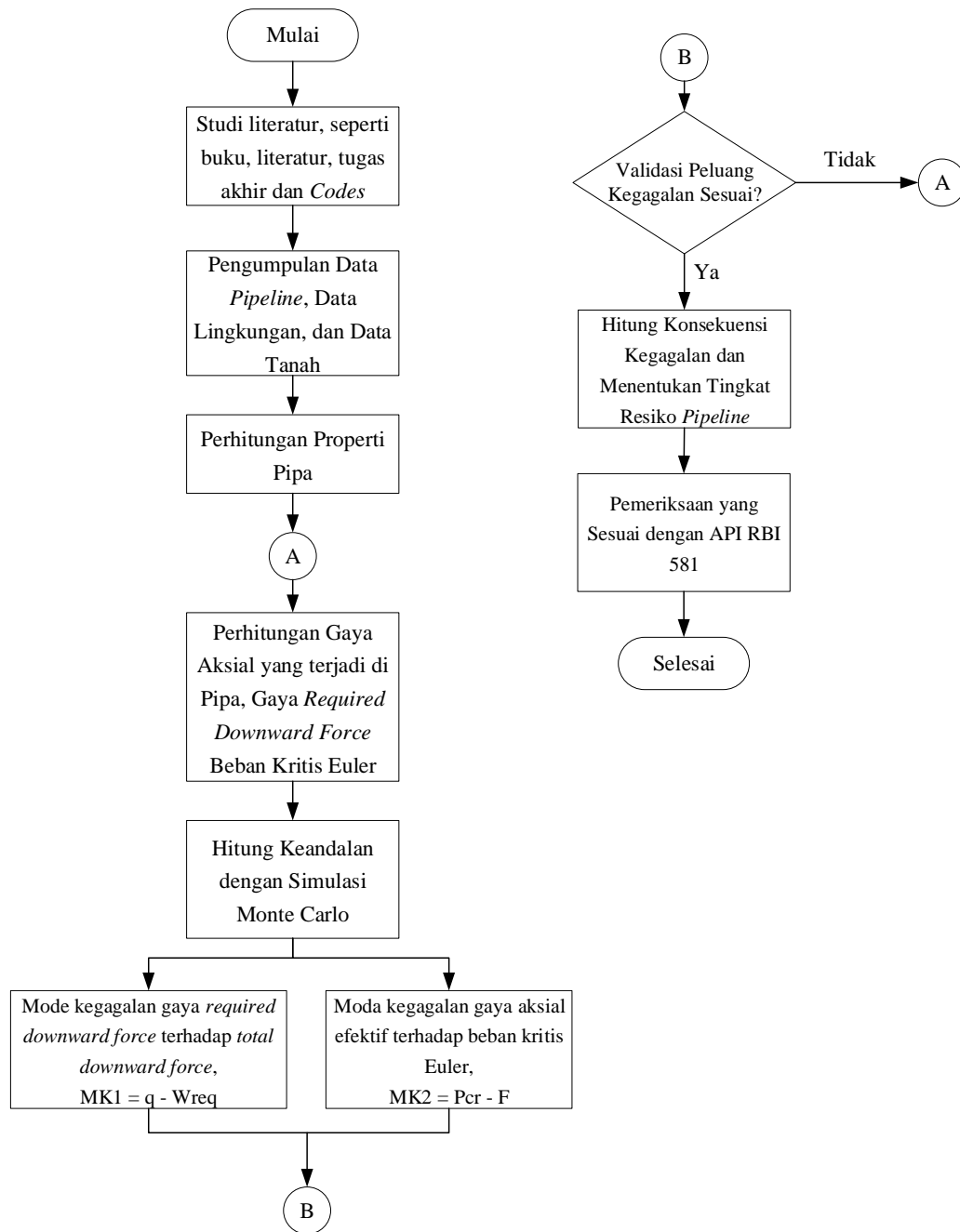
Metode inspeksi pada segmen *pipeline* yang kritis sesuai dengan hasil analisis risiko ditentukan berdasarkan API RBI.

3.2 Bagan Alir Penelitian

Pada sub-bab ini peneliti akan menjelaskan mengenai bagan alir penelitian. Bagan alir penelitian dibagi menjadi dua bagian yaitu bagan alir perhitungan *upheaval buckling* dan konsekuensi kegagalan dan diagram alir perhitungan property, tegangan ijin, dan permodelan *pipeline* menggunakan software AUTOPIPE.

3.2.1 Bagan Alir Perhitungan *Upheaval Buckling* dan Konsekuensi Kegagalan

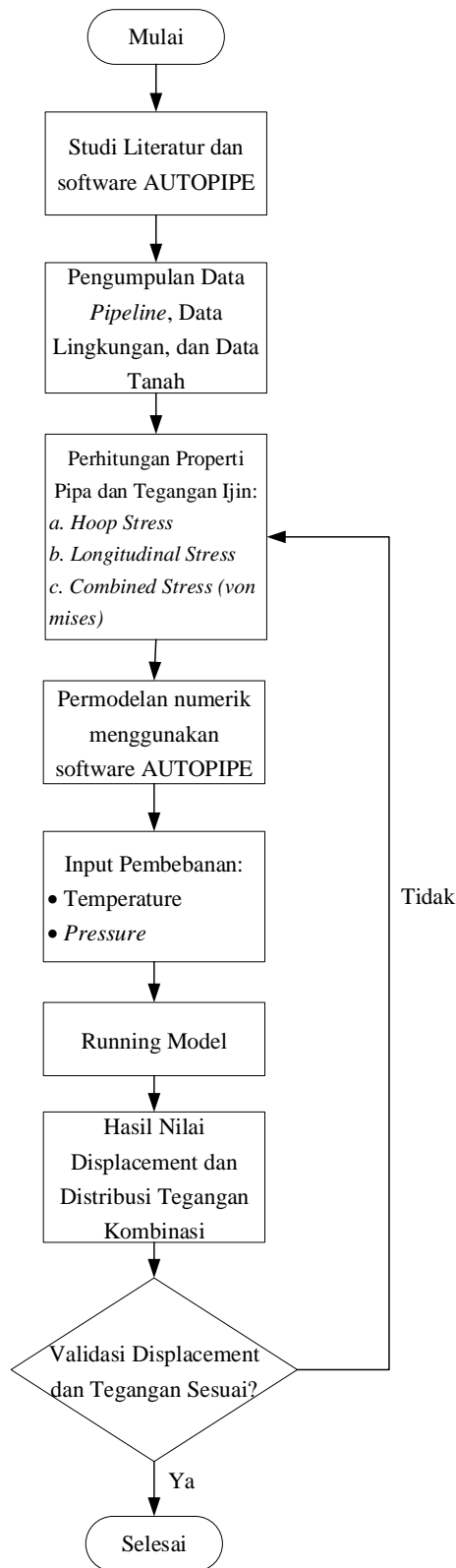
Dibawah ini merupakan diagram alir untuk menjelaskan metode yang digunakan dalam penelitian:



Gambar 3. 1 Diagram Alir Perhitungan *Upheaval Buckling* dan Konsekuensi Kegagalan

3.2.2 Diagram Alir Perhitungan Properti, Tegangan Ijin, dan Permodelan *Pipeline* Menggunakan Software AUTOPIPE

Dibawah ini merupakan diagram alir untuk menjelaskan metode yang digunakan dalam penelitian:



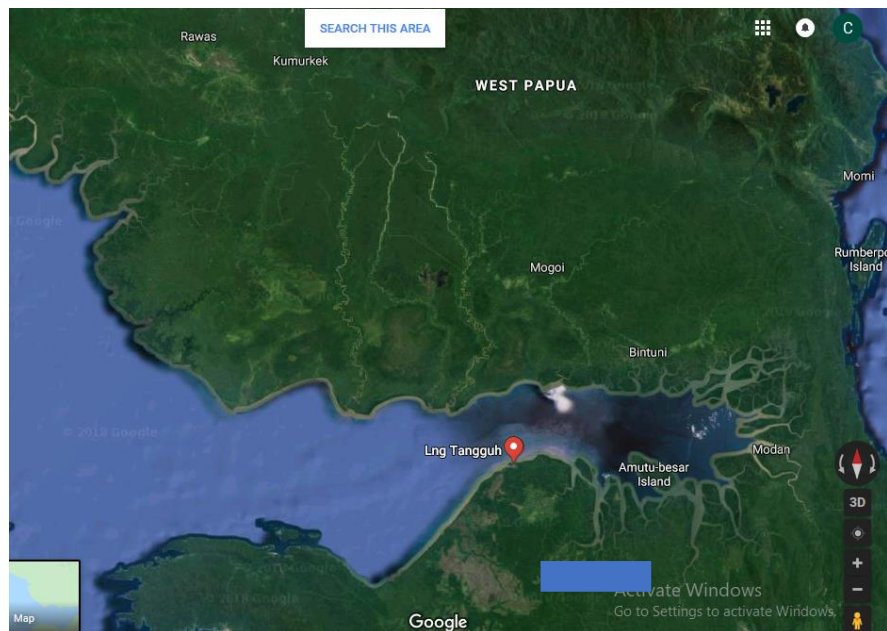
Gambar 3.2 Diagram Alir Perhitungan Properti, Tegangan Ijin, dan Permodelan Pipeline Menggunakan Software AUTOPIPE

BAB IV

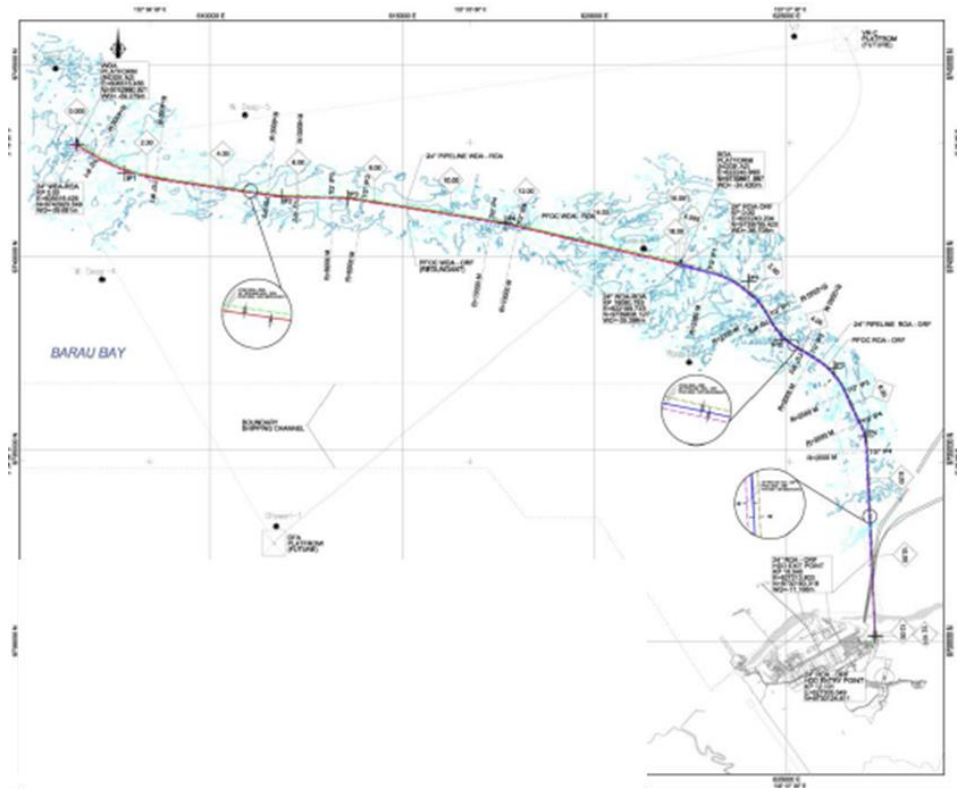
ANALISA HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisa Data

Subsea pipeline yang akan dianalisa pada studi kasus ini masih dalam tahap desain dan akan dipendam di bawah tanah. Pentingnya pengetahuan terkait daerah operasi pipa serta karakteristik berbahaya produk merupakan dasar untuk analisis risiko kegagalan pada pipa. Lokasi pipa terletak di Teluk Bintuni, Papua, Indonesia. Pipa sepanjang $\pm 13,4$ km milik PT. X ini akan menyalurkan gas dari sebuah platform menuju *Onshore Receiving Facilities* (ORF) untuk memenuhi LNG train 3 di darat.



Gambar 4. 1 Peta Lokasi Pipa PT.X



Gambar 4. 2 Peta Rute Pipa X

Data yang digunakan dalam analisa untuk mencapai tujuan penelitian ini adalah sebagai berikut:

Tabel 4. 1 Data Properti Pipa

Parameter	Nilai	
Diameter Pipa, Do	0.61 m	24 inchi
Ketebalan Pipa, t	0.20 m	0.81 inchi
Tekanan Desain, Pd	12.95 MPa	128 bar
Tekanan Operasi, P	6.38 MPa	63.85 bar

Parameter	Nilai	
Massa Jenis Material Pipa	7850 kg/m ³	490.05 lb/ft ³
Temperatur Desain, T1	115 °c	239 °f
Maximum Operating Temperature, T2	105 °c	221 °f
Fluida Isi	Natural Gas	
Massa Jenis Gas	81 kg/m ³	5.05 lb/ft ³
Kelas Material Pipa	API 5L X65	
SMYS, S	450 MPa	65267 psi
SMTS	535 MPa	77595.2 psi
Modulus Young, E	207000 MPa	30022811.7 psi
Rasio Poisson, ν	0.3	
Koefisien Ekspansi Termal, α	11.7x 10 ⁻⁶ mm/mm °c	6.5x 10 ⁻⁶ in/in °f
Concrete Coating Thickness	0.03 m	
Density of Concrete	3040 kg/m ³	

Parameter	Nilai
Anti-Corrosion Coating Thickness	0.0032 m
Anti-Corrosion Coating Density	900 kg/m ³

Penyebab buckling salah satunya adalah gaya aksial yang tidak dapat ditahan oleh gaya friksi tanah dan berat total pipa. Maka selain data pipa dibutuhkan property tanah untuk menghitung besar gaya friksi tanah.

Tabel 4. 2 Data Properti Tanah

Properti Tanah	
Jenis Tanah	Sand
Massa Jenis Tanah, ρ_{soil}	1400 kg/m ³
Koefisien Friksi Tanah, μ	0.6
Kedalaman Pipa di Bawah Tanah, h	2 m
Seabed Roughness, Z_0	0.00001 m
Grain Size, D_{50}	0.00025 m

4.1.1. Perhitungan Properti Pipa

Analisis pertama yang dilakukan menggunakan data diatas ialah perhitungan properti pipa sebagai berikut:

a. Cek Ketebalan Pipa (*ASME B31.8*)

$$t = \frac{0.61m \times 6.385 \text{ MPa}}{2 \times 450 \text{ MPa} \times (0.72 \times 1 \times 1)}$$

$$t = 0.006 \text{ m}$$

Karena dalam kondisi real tebal pipa yang digunakan adalah 0.02 m sedangkan tebal minimum pipa menurut perhitungan sebesar 0.006 m, maka ketebalan pipa sesuai dengan yang disyaratkan.

b. Luas Permukaan, Momen Inersia, dan Massa Pipa

Tabel 4. 3 Hasil Perhitungan Properti Pipa

Luas Permukaan Bagian	$a_o = \pi/4 \cdot D_o^2$	292098.5 mm ²
Luas Permukaan Bagian Dalam	$a_i = \pi/4 \cdot (D_o - 2t)^2$	254152.38 mm ²
Luas Permukaan Melintang Pipa	$a_s = \pi/4 \cdot D_o^2 - a_i$	37946.11 mm ²
Momen Inersia Pipa	$I = \pi/64 \cdot [D_o^4 - (D_o - 2t)^4]$	1.65E+09 mm ⁴
	$M_{steel} = \pi \cdot (D_o - t) \cdot t \cdot \rho_{steel}$	297.87 kg/m

	$M_{content} = \pi/4 \cdot (D_o - 2t)^2 \cdot \rho_{gas}$	20.58 kg/m
Massa Pipa Per Satuan Panjang	$M_p = M_{steel} + M_{content}$	318.46 kg/m

c. Submerged Weight Pipa

Berat terendam pipa atau *submerged weight* dibutuhkan dalam perhitungan *uplift resistance* dalam analitikal analisis *upheaval buckling*. Didapatkan berat terendam sebagai berikut:

Tabel 4. 4 Hasil Perhitungan Berat Pipa Terendam

Berat Steel, W_{steel}	2219.19 N/m
Berat Corrosion Coating, W_{cc}	55.66 N/m
Berat Concrete Coating, W_{conc}	1814.06 N/m
Berat Product, W_{fluida}	201.75 N/m
Berat Bouyancy, F_b	3586.55 N/m
Submerged Weight, W_s	1408.11 N/m

4.2 Analisa Tegangan

Dalam perhitungan tegangan dilakukan analisa tegangan *hoop*, *longitudinal*, dan kombinasi (*von misses*) dimana nilainya harus sesuai/ tidak melebihi tegangan yang diijinkan *code* ASME B31.8. Jika salah satu tegangan besarnya melebihi tegangan ijin maka pipa akan mengalami kegagalan deformasi plastis/*yielding*. Hasil perhitungan adalah sebagai berikut:

1. Hoop Stress

$$\sigma_h = (P_i - P_e) \frac{D_o}{2t} < 0.72 \text{ SMYS}$$

$$P_i = P_d + P_w \cdot g \cdot W_d + V_{sand} \cdot g \cdot \mu$$

$$P_e = P_w \cdot g \cdot W_d + V_{sand} \cdot g \cdot \mu$$

$$\sigma_h = \frac{12.95 \text{ MPa} \times 0.61 \text{ m}}{2 \times 0.0205 \text{ m}} = 201.24 \text{ MPa} < 324 \text{ MPa}$$

Dalam perhitungan *hoop stress* diatas, didapat hasil tegangan yang aman dan tidak melebihi batas tegangan ijinnya.

2. Longitudinal Stress

Perbedaan temperature saat kondisi operasi dengan instalasi menyebabkan timbul tegangan ekspansi termal yang bekerja arah longitudinal, namun karena pipa terkubur maka tegangan tersebut menjadi bentuk tegangan tekan termal, selain itu tegangan longitudinal juga terjadi akibat poisson ratio yang bekerja berkebalikan yaitu bereaksi Tarik karena menggambarkan rasio regangan yang terjadi pada arah melintang terhadap regangan arah longitudinal. Hasil perhitungan tegangan sebagai berikut:

$$\sigma_l = \nu \cdot \sigma_h - E \cdot \Delta T \cdot \alpha t < 0.80 \text{ SMYS}$$

$$\sigma_T = E \cdot \Delta T \cdot \alpha t = -193.75 \text{ MPa}$$

$$\sigma_p = \nu \cdot \sigma_h = 60.37 \text{ MPa}$$

$$\sigma_l = -133.37 \text{ MPa} < 360 \text{ MPa}$$

Dalam perhitungan *longitudinal stress* diatas, didapat hasil tegangan kompresif yang aman dan tidak melebihi batas tegangan ijinnya.

3. Combined Stress (von misses)

$$\sigma_E = \sqrt{\sigma_h^2 + \sigma_l^2 - (\sigma_h \sigma_l)}$$

$$\sigma_E = \sqrt{(201.24)^2 + (-133.37)^2 - (201.24 \times (-133.37))}$$

$$\sigma_E = 291.77 \text{ MPa} < 405 \text{ MPa}$$

Dalam perhitungan *combined stress* diatas, juga didapat hasil tegangan yang aman dan tidak melebihi batas tegangan ijinnya.

4.3 Analisa Gaya

4.3.1. Gaya Aksial

Setelah semua tegangan di cek sesuai *code* yang digunakan, dilakukan perhitungan gaya aksial efektif pipa yang merupakan gaya kombinasi dari gaya yang timbul akibat tekanan internal, *Poisson*, dan *thermal*. Variasi temperatur yang digunakan merupakan temperatur operasi pipa. Dari perhitungan didapat sebagai berikut:

Tabel 4. 5 Hasil Perhitungan Gaya Aksial

Gaya aksial akibat tekanan internal	-1622.76 Kn
Gaya aksial akibat poisson's	973.66 Kn
Gaya aksial akibat termal	-7352.14 kN
Residual lay tension	0 kN

Gaya aksial efektif pada restraint pipe	-8001.24 kN
--	-------------

Tanda minus dalam hasil perhitungan diatas menunjukkan bahwa gaya aksial efektif yang terjadi pada pipa merupakan gaya tekan (kompresi).

4.3.2. Gaya Required Downward Force

Dalam penelitian ini pipa yang dianalisa terpendam dibawah tanah berjenis *sand*. Sehingga perlu diketahui gaya *downward force* yang merupakan kombinasi *uplift resistance* tanah dan *submerged weight* pipa. Untuk kedalaman penimbun di dapatkan dari *drawing* perusahaan yang terlampir, yang kemudian diukur menggunakan Autocad.

Dari hasil *uplift resistance* maka selanjutnya dilakukan perhitungan *required downward force* yang kemudian dibandingkan kedua gaya tersebut untuk mendapat *Safety Faktor* (SF). Menurut Yong Bai dalam buku berjudul “*Subsea Pipeline and Risers*” menyatakan bahwa nilai *safety faktor minimum* agar tidak terjadi *upheaval buckling* adalah sebesar 1.2. Dimana terjadi *upheaval buckling* apabila gaya *uplift resistance* tidak dapat menahan *downward force*. Melalui perhitungan didapatkan hasil berikut ini pada tabel 4.6:

Tabel 4. 6 Hasil Perhitungan Required Downward Force

KP	Kedalaman Penimbunan (m)	Htb (m)	qs (N)	Fb (N)	Ws (N/m)	q (N/m)
kp 0.0	0.4	-0.02	-190.47	3586.55	1408.11	1217.64
kp 0.1	1.2	0.78	10640.64	3586.55	1408.11	12048.75
kp 0.2	1.2	0.78	10640.64	3586.55	1408.11	12048.75

KP	Kedalaman Penimbunan (m)	Htb (m)	qs (N)	Fb (N)	Ws (N/m)	q (N/m)
kp 0.3	1.75	1.33	23180.59	3586.55	1408.11	24588.70
kp 0.4	2.2	1.78	36527.54	3586.55	1408.11	37935.65
kp 0.5	3	2.58	67115.46	3586.55	1408.11	68523.57
kp 0.6	1.75	1.33	23180.59	3586.55	1408.11	24588.70
kp 0.7	5.8	5.38	243322.00	3586.55	1408.11	244730.10
kp 0.8	1.8	1.38	24526.38	3586.55	1408.11	25934.49
kp 0.9	1.8	1.38	24526.38	3586.55	1408.11	25934.49
kp 1	2.75	2.33	56613.48	3586.55	1408.11	58021.59
kp 1.1	2.5	2.08	46969.01	3586.55	1408.11	48377.12
kp 1.2	2.35	1.93	41593.92	3586.55	1408.11	43002.04
kp 1.3	1.75	1.33	23180.59	3586.55	1408.11	24588.70
kp 1.4	2.5	2.08	46969.01	3586.55	1408.11	48377.12
kp 1.5	2.9	2.48	62811.77	3586.55	1408.11	64219.88
kp 1.6	3.6	3.18	95818.79	3586.55	1408.11	97226.91
kp 1.7	3.6	3.18	95818.79	3586.55	1408.11	97226.91

KP	Kedalaman Penimbunan (m)	Htb (m)	qs (N)	Fb (N)	Ws (N/m)	q (N/m)
kp 1.8	2.7	2.28	54615.99	3586.55	1408.11	56024.10
kp 1.9	2.7	2.28	54615.99	3586.55	1408.11	56024.10
kp 2	2.75	2.33	56613.48	3586.55	1408.11	58021.59
kp 2.1	1.8	1.38	24526.38	3586.55	1408.11	25934.49
kp 2.2	1.9	1.48	27320.87	3586.55	1408.11	28728.98
kp 2.3	2.8	2.38	58645.28	3586.55	1408.11	60053.39
kp 2.4	1.9	1.48	27320.87	3586.55	1408.11	28728.98
kp 2.5	2.5	2.08	46969.01	3586.55	1408.11	48377.12
kp 2.6	3.2	2.78	76134.44	3586.55	1408.11	77542.55
kp 2.7	2.8	2.38	58645.28	3586.55	1408.11	60053.39
kp 2.8	1.75	1.33	23180.59	3586.55	1408.11	24588.70
kp 2.9	1.8	1.38	24526.38	3586.55	1408.11	25934.49
kp 3	3	2.58	67115.46	3586.55	1408.11	68523.57
kp 3.1	2.8	2.38	58645.28	3586.55	1408.11	60053.39
kp 3.2	2	1.58	30252.56	3586.55	1408.11	31660.67

KP	Kedalaman Penimbunan (m)	Htb (m)	qs (N)	Fb (N)	Ws (N/m)	q (N/m)
kp 3.3	2.4	1.98	43351.32	3586.55	1408.11	44759.43
kp 3.4	2.3	1.88	39870.83	3586.55	1408.11	41278.94
kp 3.5	1.75	1.33	23180.59	3586.55	1408.11	24588.70
kp 3.6	2.6	2.18	50723.90	3586.55	1408.11	52132.01
kp 3.7	4.3	3.88	135548.60	3586.55	1408.11	136956.70
kp 3.8	1.8	1.38	24526.38	3586.55	1408.11	25934.49
kp 3.9	3.15	2.73	73828.24	3586.55	1408.11	75236.35
kp 4	2.7	2.28	54615.99	3586.55	1408.11	56024.10
kp 4.1	2.7	2.28	54615.99	3586.55	1408.11	56024.10
kp 4.2	3.85	3.43	109236.30	3586.55	1408.11	110644.40
kp 4.3	3.2	2.78	76134.44	3586.55	1408.11	77542.55
kp 4.4	2.25	1.83	38182.03	3586.55	1408.11	39590.15
kp 4.5	2.25	1.83	38182.03	3586.55	1408.11	39590.15
kp 4.6	2.6	2.18	50723.90	3586.55	1408.11	52132.01
kp 4.7	3.25	2.83	78474.93	3586.55	1408.11	79883.04

KP	Kedalaman Penimbunan (m)	Htb (m)	qs (N)	Fb (N)	Ws (N/m)	q (N/m)
kp 4.8	1.9	1.48	27320.87	3586.55	1408.11	28728.98
kp 4.9	1.9	1.48	27320.87	3586.55	1408.11	28728.98
kp 5	2.65	2.23	52652.79	3586.55	1408.11	54060.90
kp 5.1	3.4	2.98	85702.21	3586.55	1408.11	87110.33
kp 5.2	1.75	1.33	23180.59	3586.55	1408.11	24588.70
kp 5.3	1.75	1.33	23180.59	3586.55	1408.11	24588.70
kp 5.4	5	4.58	182001.20	3586.55	1408.11	183409.40
kp 5.5	3.15	2.73	73828.24	3586.55	1408.11	75236.35
kp 5.6	3.15	2.73	73828.24	3586.55	1408.11	75236.35
kp 5.7	3.15	2.73	73828.24	3586.55	1408.11	75236.35
kp 5.8	2.5	2.08	46969.01	3586.55	1408.11	48377.12
kp 5.9	1.75	1.33	23180.59	3586.55	1408.11	24588.70
kp 6	1.75	1.33	23180.59	3586.55	1408.11	24588.70
kp 6.1	1.75	1.33	23180.59	3586.55	1408.11	24588.70
kp 6.2	1.75	1.33	23180.59	3586.55	1408.11	24588.70

KP	Kedalaman Penimbunan (m)	Htb (m)	qs (N)	Fb (N)	Ws (N/m)	q (N/m)
kp 6.3	1.85	1.43	25906.48	3586.55	1408.11	27314.59
kp 6.4	2.7	2.28	54615.99	3586.55	1408.11	56024.10
kp 6.5	2.85	2.43	60711.37	3586.55	1408.11	62119.48
kp 6.6	2.5	2.08	46969.01	3586.55	1408.11	48377.12
kp 6.7	3.3	2.88	80849.73	3586.55	1408.11	82257.84
kp 6.8	1.75	1.33	23180.59	3586.55	1408.11	24588.70
kp 6.9	1.75	1.33	23180.59	3586.55	1408.11	24588.70
kp 7	1.75	1.33	23180.59	3586.55	1408.11	24588.70
kp 7.1	2.25	1.83	38182.03	3586.55	1408.11	39590.15
kp 7.2	1.75	1.33	23180.59	3586.55	1408.11	24588.70
kp 7.3	1.75	1.33	23180.59	3586.55	1408.11	24588.70
kp 7.4	2.2	1.78	36527.54	3586.55	1408.11	37935.65
kp 7.5	2.2	1.78	36527.54	3586.55	1408.11	37935.65
kp 7.6	2.25	1.83	38182.03	3586.55	1408.11	39590.15
kp 7.7	3.4	2.98	85702.21	3586.55	1408.11	87110.33

KP	Kedalaman Penimbunan (m)	Htb (m)	qs (N)	Fb (N)	Ws (N/m)	q (N/m)
kp 7.8	2.15	1.73	34907.34	3586.55	1408.11	36315.46
kp 7.9	1.85	1.43	25906.48	3586.55	1408.11	27314.59
kp 8	1.75	1.33	23180.59	3586.55	1408.11	24588.70
kp 8.1	2.65	2.23	52652.79	3586.55	1408.11	54060.90
kp 8.2	3.3	2.88	80849.73	3586.55	1408.11	82257.84
kp 8.3	2.6	2.18	50723.90	3586.55	1408.11	52132.01
kp 8.4	2	1.58	30252.56	3586.55	1408.11	31660.67
kp 8.5	1.75	1.33	23180.59	3586.55	1408.11	24588.70
kp 8.6	2	1.58	30252.56	3586.55	1408.11	31660.67
kp 8.7	2.5	2.08	46969.01	3586.55	1408.11	48377.12
kp 8.8	1.85	1.43	25906.48	3586.55	1408.11	27314.59
kp 8.9	1.7	1.28	21869.09	3586.55	1408.11	23277.20
kp 9	2.15	1.73	34907.34	3586.55	1408.11	36315.46
kp 9.1	2.7	2.28	54615.99	3586.55	1408.11	56024.10
kp 9.2	2.25	1.83	38182.03	3586.55	1408.11	39590.15

KP	Kedalaman Penimbunan (m)	H _{tb} (m)	q _s (N)	F _b (N)	W _s (N/m)	q (N/m)
kp 9.3	1.75	1.33	23180.59	3586.55	1408.11	24588.70
kp 9.4	1.75	1.33	23180.59	3586.55	1408.11	24588.70
kp 9.5	1.7	1.28	21869.09	3586.55	1408.11	23277.20
kp 9.6	1.7	1.28	21869.09	3586.55	1408.11	23277.20
kp 9.7	1.1	0.68	8806.55	3586.55	1408.11	10214.67
kp 9.8	1.05	0.63	7940.96	3586.55	1408.11	9349.07
kp 9.9	1.1	0.68	8806.55	3586.55	1408.11	10214.67
kp 10	1.1	0.68	8806.55	3586.55	1408.11	10214.67
kp 10.035	2.2	1.78	36527.54	3586.55	1408.11	37935.65

Sesuai penjelasan diatas sebelumnya untuk mengetahui apakah tanah cukup kuat menahan gaya defleksi keatas akibat gaya aksial maka dibutuhkan perhitungan safety margin dengan membandingkan W_{req} dengan q, seperti pada tabel 4.7.

Tabel 4. 7 Hasil Perhitungan Terhadap Safety Faktor

KP	W _{req} (N/m)	q (N/m)	Safety Faktor	Occurs Failure (Safety Faktor <1.2)
kp 0.0	19271.49	1217.64	0.06	Yes
kp 0.1	19271.49	12048.75	0.63	Yes

KP	Wreq (N/m)	q (N/m)	Safety Faktor	Occurs Failure (Safety Faktor <1.2)
kp 0.2	19271.49	12048.75	0.63	Yes
kp 0.3	19271.49	24588.70	1.28	No
kp 0.4	19271.49	37935.65	1.97	No
kp 0.5	19271.49	68523.57	3.56	No
kp 0.6	19271.49	24588.70	1.28	No
kp 0.7	19271.49	244730.10	12.70	No
kp 0.8	19271.49	25934.49	1.35	No
kp 0.9	19271.49	25934.49	1.35	No
kp 1	19271.49	58021.59	3.01	No
kp 1.1	19271.49	48377.12	2.51	No
kp 1.2	19271.49	43002.04	2.23	No
kp 1.3	19271.49	24588.70	1.28	No
kp 1.4	19271.49	48377.12	2.51	No
kp 1.5	19271.49	64219.88	3.33	No
kp 1.6	19271.49	97226.91	5.05	No
kp 1.7	19271.49	97226.91	5.05	No

KP	Wreq (N/m)	q (N/m)	Safety Faktor	Occurs Failure (Safety Faktor <1.2)
kp 1.8	19271.49	56024.10	2.91	No
kp 1.9	19271.49	56024.10	2.91	No
kp 2	19271.49	58021.59	3.01	No
kp 2.1	19271.49	25934.49	1.35	No
kp 2.2	19271.49	28728.98	1.49	No
kp 2.3	19271.49	60053.39	3.12	No
kp 2.4	19271.49	28728.98	1.49	No
kp 2.5	19271.49	48377.12	2.51	No
kp 2.6	19271.49	77542.55	4.02	No
kp 2.7	19271.49	60053.39	3.12	No
kp 2.8	19271.49	24588.70	1.28	No
kp 2.9	19271.49	25934.49	1.35	No
kp 3	19271.49	68523.57	3.56	No
kp 3.1	19271.49	60053.39	3.12	No
kp 3.2	19271.49	31660.67	1.64	No
kp 3.3	19271.49	44759.43	2.32	No

KP	Wreq (N/m)	q (N/m)	Safety Faktor	Occurs Failure (Safety Faktor <1.2)
kp 3.4	19271.49	41278.94	2.14	No
kp 3.5	19271.49	24588.70	1.28	No
kp 3.6	19271.49	52132.01	2.71	No
kp 3.7	19271.49	136956.70	7.11	No
kp 3.8	19271.49	25934.49	1.35	No
kp 3.9	19271.49	75236.35	3.90	No
kp 4	19271.49	56024.10	2.91	No
kp 4.1	19271.49	56024.10	2.91	No
kp 4.2	19271.49	110644.40	5.74	No
kp 4.3	19271.49	77542.55	4.02	No
kp 4.4	19271.49	39590.15	2.05	No
kp 4.5	19271.49	39590.15	2.05	No
kp 4.6	19271.49	52132.01	2.71	No
kp 4.7	19271.49	79883.04	4.15	No
kp 4.8	19271.49	28728.98	1.49	No
kp 4.9	19271.49	28728.98	1.49	No

KP	Wreq (N/m)	q (N/m)	Safety Faktor	Occurs Failure (Safety Faktor <1.2)
kp 5	19271.49	54060.90	2.81	No
kp 5.1	19271.49	87110.33	4.52	No
kp 5.2	19271.49	24588.70	1.28	No
kp 5.3	19271.49	24588.70	1.28	No
kp 5.4	19271.49	183409.40	9.52	No
kp 5.5	19271.49	75236.35	3.90	No
kp 5.6	19271.49	75236.35	3.90	No
kp 5.7	19271.49	75236.35	3.90	No
kp 5.8	19271.49	48377.12	2.51	No
kp 5.9	19271.49	24588.70	1.28	No
kp 6	19271.49	24588.70	1.28	No
kp 6.1	19271.49	24588.70	1.28	No
kp 6.2	19271.49	24588.70	1.28	No
kp 6.3	19271.49	27314.59	1.42	No
kp 6.4	19271.49	56024.10	2.91	No
kp 6.5	19271.49	62119.48	3.22	No

KP	Wreq (N/m)	q (N/m)	Safety Faktor	Occurs Failure (Safety Faktor <1.2)
kp 6.6	19271.49	48377.12	2.51	No
kp 6.7	19271.49	82257.84	4.27	No
kp 6.8	19271.49	24588.70	1.28	No
kp 6.9	19271.49	24588.70	1.28	No
kp 7	19271.49	24588.70	1.28	No
kp 7.1	19271.49	39590.15	2.05	No
kp 7.2	19271.49	24588.70	1.28	No
kp 7.3	19271.49	24588.70	1.28	No
kp 7.4	19271.49	37935.65	1.97	No
kp 7.5	19271.49	37935.65	1.97	No
kp 7.6	19271.49	39590.15	2.05	No
kp 7.7	19271.49	87110.33	4.52	No
kp 7.8	19271.49	36315.46	1.88	No
kp 7.9	19271.49	27314.59	1.42	No
kp 8	19271.49	24588.70	1.28	No
kp 8.1	19271.49	54060.90	2.81	No

KP	Wreq (N/m)	q (N/m)	Safety Faktor	Occurs Failure (Safety Faktor <1.2)
kp 8.2	19271.49	82257.84	4.27	No
kp 8.3	19271.49	52132.01	2.71	No
kp 8.4	19271.49	31660.67	1.64	No
kp 8.5	19271.49	24588.70	1.28	No
kp 8.6	19271.49	31660.67	1.64	No
kp 8.7	19271.49	48377.12	2.51	No
kp 8.8	19271.49	27314.59	1.42	No
kp 8.9	19271.49	23277.20	1.21	No
kp 9	19271.49	36315.46	1.88	No
kp 9.1	19271.49	56024.10	2.91	No
kp 9.2	19271.49	39590.15	2.05	No
kp 9.3	19271.49	24588.70	1.28	No
kp 9.4	19271.49	24588.70	1.28	No
kp 9.5	19271.49	23277.20	1.21	No
kp 9.6	19271.49	23277.20	1.21	No
kp 9.7	19271.49	10214.67	0.53	Yes

KP	W _{req} (N/m)	q (N/m)	Safety Faktor	Occurs Failure (Safety Faktor <1.2)
kp 9.8	19271.49	9349.07	0.49	Yes
kp 9.9	19271.49	10214.67	0.53	Yes
kp 10	19271.49	10214.67	0.53	Yes
kp 10.035	19271.49	37935.65	1.97	No

Berdasarkan hasil perhitungan pada kedua tabel diatas didapatkan pada beberapa titik KP memiliki Safety Faktor (SF) yang lebih kecil dari 0.85 yang menggambarkan gaya downward force required lebih besar daripada downward forcenya sendiri. Sehingga akan menyebabkan system pipa mengalami *buckling* karena gaya aksial kompresif pipa tidak dapat ditahan, walaupun secara keseluruhan pipa masih aman beroperasi namun dibutuhkan mitigasi lebih lanjut untuk titik KP yang memiliki SF <1.2.

4.3.3. Gaya Buckling pada Kolom Euler

Hasil perhitungan *buckling* kolom Euler menggunakan rumus yang sudah dijelaskan pada bab 2 adalah sebagai berikut:

Tabel 4. 8 Hasil Perhitungan Buckling Kolom Euler

	Rumus	L= 100m	L= 150m	L= 200m
Jari-Jari Girasi Pipa	$r = \sqrt{I/A_s}$	208.55 m	208.55 m	208.55 m
Slenderness Ratio	L/r	479.51	719.27	959.02

Beban Kritis Euler Pipa	$P_{cr} = \frac{\pi^2 EI}{L^2}$	16841.06 kN	7484.92 kN	4210.27 kN
Tegangan Kritis Euler Pipa	$\sigma_{cr} = \frac{\pi^2 E}{\left(\frac{L}{r}\right)^2}$	8.87 MPa	3.94 MPa	2.22 MPa

Dari hasil tabel 4.8 dapat disimpulkan dengan gaya aksial saat temperature operasi apabila Panjang segmen sebesar 100 m, maka pipa tidak mengalami beban yang lebih besar daripada kemampuan pipa itu sendiri/ beban kritis pipa.

4.4. Permodelan Software AUTOPIPE

Sesuai dengan analisa downward required force diatas diambil salah satu bagian KP yang kritis untuk permodelan, yaitu KP 9-KP 10. Titik awal pipa diberi node A00, model pipa ini memiliki panjang 1 km. Setelah pipa dimodelkan sebagai pipa di atas tanah, kemudian diubah menjadi bawah tanah (*buried pipeline*). Data pipa kondisi operasi dan data tanah yang digunakan untuk permodelan ini sebagaimana yang sudah dijelaskan pada tabel 4.2 diatas. Kemudian data tersebut diinput sebagai parameter permodelan sebagaimana pada gambar 4.3 dan 4.4:

Pipe Properties ? X

Pipe Identifier : 24"60

Tag No. :

Nominal Diameter: NS Schedule :
 Actual O.D. : 610.0000 Wall thickness : 20.500
 Corrosion Allow : 0.000 Mill tolerance : 2.562
 Insul thickness : 17.50 Insul material : Other
 Insul density : 7850.00
 Clad thickness : 3.00 Clad material : Other
 Clad density : 7850.00
 Lining thickness: 0.00 Lining density :
 Line Class :

Specific gravity of contents : 0.000 Suppress low temp warnings: ☐

Pipe Material : 5LX-X65 Composition :
 Long weld fac ZL: 1.00 Circ weld fac ZC: 1.00
 Long modulus : 0.20314
 Hoop modulus : 0.20314
 Cold allowable : Shear modulus : 0.07813
 Minimum yield : 448.16 Density : 7833.0
 Ultimate : 530.90 Poisson's ratio : 0.3000

OK Cancel Help

Gambar 4. 3 Input Properti Pipa di AUTOPIPE

Edit Soil Properties

Soil Identifier: SNIP Soil Data

Calculation Method: Soil Type:

Soil Parameters	Low	High	Average
Outside diameter, D [mm]	610.00		
Depth to centerline, H [mm]	2305.00		
Effective unit weight above pipe [kg/m ³]	1601.85	1601.85	1601.85
Total unit weight below pipe [kg/m ³]	1601.85	1601.85	1601.85
Dry unit weight above pipe [kg/m ³]	1601.85	1601.85	1601.85
Soil cohesion, c [N/m ²]	0.00	0.00	0.00
Friction angle, phi [deg]	30.00	30.00	30.00
Coating factor, f	0.80	0.80	0.80
Coefficient of pressure at Rest, K ₀	0.50	0.50	0.50
Clay undrained shear strength, S _u [N/m ²]			
Horizontal stiff. param. k ₁ [lb/in ³]			
Horizontal yield parameter, d _p [mm]	91.50	91.50	91.50
Longitudinal yield displacement, d _t [mm]	5.08	5.08	5.08
Vertical up yield displacement, d _{qu} [mm]	46.10	46.10	46.10

Generate Stiffness: ☒ Low ☐ High ☐ Average

Direction	Auto	k ₁ (N/mm/mm)	Auto	p ₁ (N/m)	k ₂ (N/mm/mm)	Yield Disp. (mm)
Trans. Horizontal	<input checked="" type="checkbox"/>	1.97	<input checked="" type="checkbox"/>	180433.10	0.00	91.50
Longitudinal	<input checked="" type="checkbox"/>	4.56	<input checked="" type="checkbox"/>	23170.56	0.00	5.08
Trans. Vertical Up	<input checked="" type="checkbox"/>	1.23	<input checked="" type="checkbox"/>	56905.19	0.00	46.10
Trans. Vertical Dn	<input checked="" type="checkbox"/>	7.53	<input checked="" type="checkbox"/>	459546.80	0.00	61.00

Virtual Anchor Length Lm: mm La: mm Lb: mm

Soil Overburden Loads f: N/mm² Seismic Wave Data dT: deg C

OK Cancel Help

Note: High yield disp. is used for low stiffness
Select stiffness in analysis set.

Pipe Direction: ☒ Horizontal ☐ Vertical

Gambar 4. 4 Input Data Tanah di AUTOPIPE

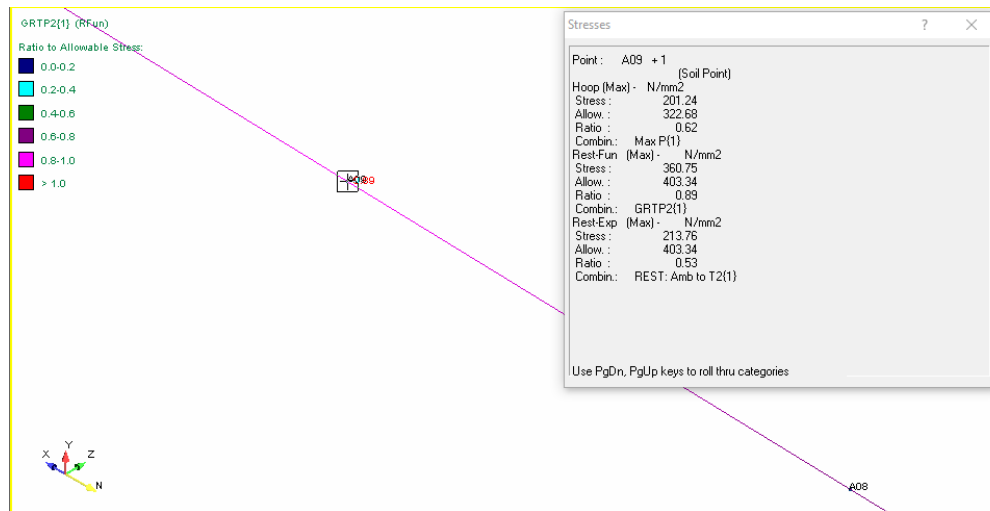
Pada gambar 4.5 dibawah ini dijelaskan titik koordinat pipa pada permodelan yang menyesuaikan dengan drawing dari perusahaan dan panjang per segmen adalah 100 m.

From	To	Comp.	Nominal mm	Length mm	Segment	Offset DX mm	Offset DY mm	Offset DZ mm	Global X mm	Global Y mm	Global Z mm
Origin	A00	Point	610.000		A		-2150.00	150657.00		-2150.00	150657.0
A00	A01	Run	610.000	100048.6	A	99999.99	-550.00	3069.00	99999.99	-2700.00	153726.0
A01	A02	Run	610.000	100042.2	A	99999.99	450.00	2870.99	200000.0	-2250.00	156597.0
A02	A03	Run	610.000	100044.8	A	99999.99	500.00	2953.00	300000.0	-1750.00	159550.0
A03	A04	Run	610.000	100042.9	A	99999.99		2930.00	400000.0	-1750.00	162480.0
A04	A05	Run	610.000	100041.8	A	99999.99	50.00	2889.99	500000.0	-1700.00	165370.0
A05	A06	Run	610.000	100045.0	A	99999.99		3000.00	599999.8	-1700.00	168370.0
A06	A07	Run	610.000	100042.0	A	99999.99	600.00	2837.00	700000.0	-1100.00	171207.0
A07	A08	Run	610.000	100042.1	A	99999.99	50.00	2903.00	799999.8	-1050.00	174110.0
A08	A09	Run	610.000	100043.7	A	99999.99	-50.00	2956.00	899999.8	-1100.00	177066.0
A09	A10	Run	610.000	100042.9	A	99999.99		2929.00	999999.8	-1100.00	179995.0

Pres/Temp/PipeID Pipe Properties Segment Point Anchor Support Tee Bend Valve Flange Flex

Gambar 4.5 Koordinat Pipa

Setelah memasukkan koordinat pipa sepanjang 1 km, properti pipa, dan data tanah, dilakukan analisa stress dengan output besaran *hoop stress* yang terjadi pada pipa berdasarkan *codes* ASME B.318 untuk pipa *restrain*. Dalam AUTOPIPE terdapat beberapa informasi yang dimunculkan seperti *combined stress* dan *stress ratio*. Nilai *stress ratio* merupakan perbandingan antara *combined stress* dengan nilai *allowable stress*. Berikut gambar hasil *stress* beserta perbandingan dengan *allowable stress*nya.



Gambar 4.6 Hasil Stress pada Permodelan Software AUTOPIPE

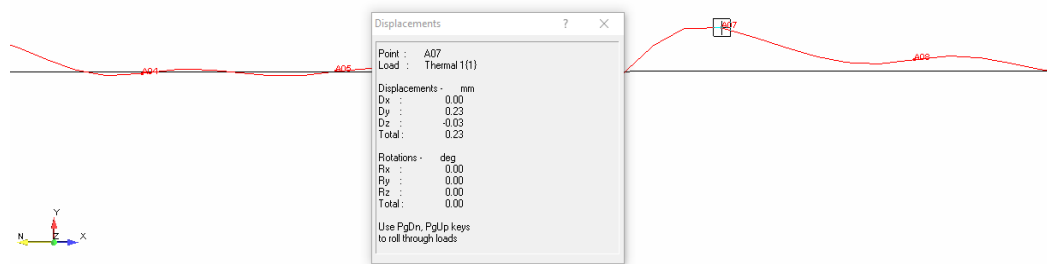
Didapatkan hasil *hoop stress* sebesar 201.24 MPa dengan allowable stress 322.68 MPa, sehingga ratio didapatkan sebesar 0.62 dengan kata lain pipa ini dapat dikatakan tergolong aman beroperasi. Untuk perhitungan konsekuensi kategori *property* akan menggunakan *expansion stress ratio* (SR) sebesar 0.53 seperti yang tertera pada gambar 4.6.

Perbandingan perhitungan manual dengan permodelan *software* untuk *hoop stress* dijelaskan pada tabel 4.9 dibawah ini.

Tabel 4. 9 Perbandingan *Hoop Stress*

	Perhitungan Manual	Permodelan Software	Validasi
Hoop Stress	201.25 MPa	201.24 MPa	0.003%

Dari permodelan *software* ini didapatkan juga besarnya defleksi maksimum terjadi pada node A07 arah vertical sebesar 0.23 mm saat kondisi operasi yang disebabkan oleh tegangan longitudinal akibat *thermal* sebagaimana gambar 4.7 berikut:



Gambar 4.7 Hasil Defleksi pada Permodelan Software AUTOPIPE

Untuk detail *input* dan *output* hasil permodelan *software* AUTOPIPE lainnya tertera pada bagian lampiran.

4.5. Perhitungan Peluang Kegagalan

Dari data yang diperoleh dari perhitungan awal untuk menentukan peluang kegagalan akibat terjadinya gaya friksi tanah dan beban kritis pipa.

- Analisis peluang kegagalan akibat gaya *downward required force* terhadap gaya *uplift resistance*

Kegagalan terjadi ketika nilai W_{req} melebihi nilai q , dengan persamaan:

$$P_f = P(W_{req} \geq q)$$

Moda kegagalan upheaval buckling diformulasikan sebagai berikut:

$$MK1 = [q - W_{req}]$$

Dengan:

MK1 = Moda kegagalan *upheaval buckling*

W_{req} = Downward required force (kN)

q = Uplift resistance (kN)

- b. Analisis peluang kegagalan akibat gaya aksial efektif terhadap beban kritis Euler

Kegagalan terjadi ketika nilai F melebihi nilai P_{cr} , dengan persamaan:

$$P_f = P(F \geq P_{cr})$$

Moda kegagalan upheaval buckling diformulasikan sebagai berikut:

$$MK1 = [P_{cr} - F]$$

Dengan:

MK2 = Moda kegagalan *upheaval buckling*

P_{cr} = Beban Kritis Euler (kN)

F = Gaya Aksial Efektif (kN)

- c. Simulasi Monte Carlo

Dilakukan simulasi menggunakan variable acak berupa kedalaman tanah (H), temperatur (T), panjang segmen *pipeline* (L). Nilai maximum dan minimum variable acak sebagaimana yang tertera pada tabel 4.10 dibawah ini:

Tabel 4. 10 Variabel Acak

Variabel Acak	Nilai
H	0.4-1.6 m
T	97.5-105°C
L	100-200 m

Untuk parameter statistic seperti mean dan standar deviasi yang digunakan adalah sebagaimana tabel 4.11 berikut:

Tabel 4. 11 Parameter Statistik

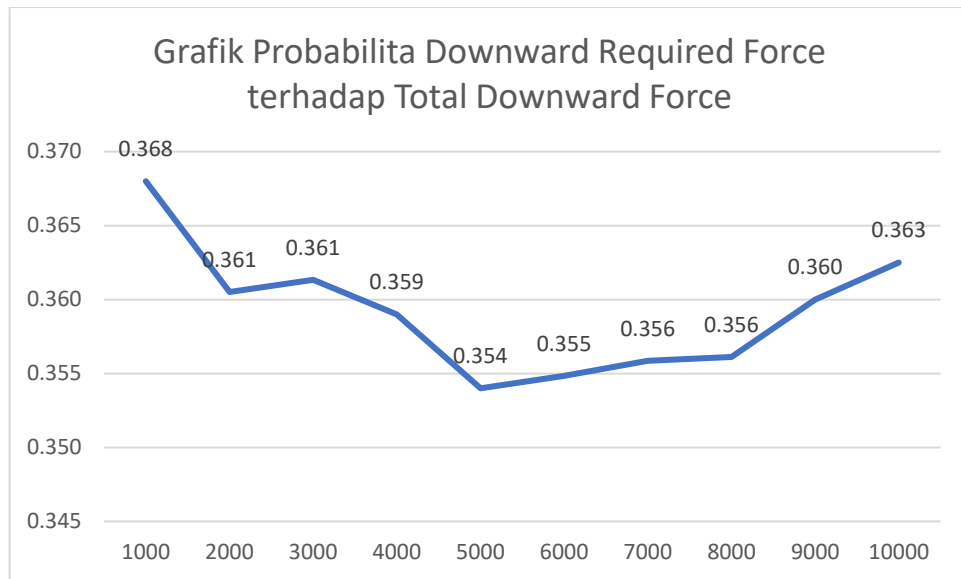
Parameter Statistik	H	T	L
Mean, μ	1	101.22	149.63
Standar Deviasi,	0.35	2.17	29.80

Dengan membuat random number pada ms. Excel (=RAND) maka akan di dapat distribusi normal dari masing-masing variabel acak yang kemudian di rata-rata dan hasilnya dikurangi dengan variabel acak sesuai moda kegagalannya, semisal moda kegagalan satu maka *downward required force* dikurangi *total downward forcenya*. Maka ditemukan hasil berbentuk annual Pof untuk masing-masing moda kegagalan hasil simulasi.

Dari simulasi Monte Carlo 10000 di dapat hasil probabilita kegagalan pada tabel 4.12 dan berbentuk grafik sesuai gambar 4.8 berikut ini.

Tabel 4. 12 Probabilita Kegagalan MK1

Probabilita Downward Required Force terhadap Total Downward Force			
Jumlah Simulasi	Probabilita	%	Annual Pof
1000	0.37	36.80	
2000	0.36	36.05	
3000	0.36	36.13	
4000	0.36	35.90	
5000	0.35	35.40	
6000	0.36	35.48	
7000	0.36	35.59	
8000	0.36	35.61	
9000	0.36	36.00	
10000	0.36	36.25	5.06E-05



Gambar 4.8 Grafik Kestabilan Hasil Simulasi Monte Carlo MK1

Dapat diambil kesimpulan bahwa simulasi mencapai kestabilan peluang kegagalan pada saat simulasi mencapai 10000 data. Setelah mendapat nilai kestabilan nilai Pof (*Probability of Failure*) maka dapat dilakukan penentuan terhadap matriks risikonya.

Sedangkan untuk moda kegagalan kedua dilakukan simulasi monte carlo dengan variable acak berupa panjang segmen (L), dan *temperature* (T). Setelah 10000 kali simulasi dapat hasil probabilita kegagalan pada tabel 4.13 berikut ini:

Tabel 4. 13 Probabilita Kegagalan MK2

Jumlah Simulasi	Probabilita	%	Annual Pof
1000	0.51	50.80	
2000	0.51	51.05	
3000	0.52	51.50	
4000	0.51	51.33	
5000	0.52	51.58	
6000	0.51	50.98	
7000	0.51	50.87	
8000	0.51	50.65	

Jumlah Simulasi	Probabilita	%	Annual Pof
9000	0.51	50.92	
10000	0.51	51.02	4.92E-04

4.6 Matriks Risiko

Dalam mengkategorikan risiko menggunakan matriks dibutuhkan probabilita kegagalan dan konsekuensi dari kegagalan ini. Matriks risiko berguna untuk menunjukkan scenario kecelakaan seperti: risiko rendah, sedang, dan sebagainya.

Untuk menentukan kategori konsekuensi menggunakan metode semi-kuantitatif RBI. Kategori yang diambil dalam tugas akhir ini ialah *human fatalities*, *environment*, dan kondisi Properti yang mengacu dari besarnya UC dari *displacement stress expansion ratio*. Sedangkan probabilita menggunakan hasil perhitungan pada table 4.12 dan table 4.13, dimasukkan annual Pof-nya untuk mengetahui kategori Pof.

Tabel 4. 14 Keterangan Kategori Probability of Failure (DNV RP F-116)

Kategori	Annual Failure Probability	
	Quantitative	Qualitative
5	$>10^{-2}$	Failure has occurred several times a year in location
4	10^{-3} to 10^{-2}	Failure has occurred several times a year in operating company

Kategori	Annual Failure Probability	
	Quantitative	Qualitative
3	10^{-4} to 10^{-3}	Failure has occurred in operating company
2	10^{-5} to 10^{-4}	Failure has occurred in industry
1	$<10^{-5}$	Failure has not occur in industry

Tabel 4. 15 Kategori Area Konsekuensi *Human Fatalities*

Kategori Konsekuensi	Area Konsekuensi
A	Insignificant
B	Slight/ Minor Injury
C	Major Injury
D	Single Fatality
E	Multiple Fatalities

Tabel 4. 16 Kategori Area Konsekuensi *Environment*

Kategori Konsekuensi	Area Konsekuensi
A	Insignificant
B	Slight/ Minor Effect
C	Local Effect
D	Major Effect
E	Massive Effect

Tabel 4. 17 Kategori Area Konsekuensi *Property*

Kategori Konsekuensi	Area Konsekuensi
A	No Damage/ Insignificant $SR < 0.50$
B	Minor Damage $0.50 < SR < 0.75$
C	Localized Damage

Kategori Konsekuensi	Area Konsekuensi
	$0.75 < SR < 1.00$
D	Major Damage $1.00 < SR < 1.10$
E	Extensive Damage $SR > 1.00$

4.6.1. Perhitungan Tingkat Risiko Terhadap Human Fatalities (A1)

Diketahui lokasi pipa milik PT. X ini sebagaimana tertera pada dokumen perusahaan, pipa dapat digolongkan sebagai kelas *offshore* 1 sesuai dengan DNV RP-F116 dimana tidak ada aktivitas manusia yang berarti disekitar bentangan pipa. Namun pipa ini mengalirkan gas yang apabila terjadi kebocoran dapat membahayakan manusia/ pekerja disekitarnya. Sehingga untuk kategori konsekuensi terhadap *human fatalities* diperoleh kategori *minor injury*/ B. Untuk kategori probability diambil dari nilai *annual Pof* yang terdapat pada tabel 4.12 dan 4.13 yang kemudian dikategorikan sesuai dengan tabel 4.14. Dalam studi kasus ini kedua moda kegagalan memiliki kategori probability yang sama, yaitu kategori 2 dengan nilai $4.92E-4$ untuk moda kegagalan 1 dan $5.06E-5$ untuk moda kegagalan 2.

Dari penentuan kategori probability dan kategori konsekuensi akibat *human fatalities* diatas maka didapatkan tingkat risiko menggunakan table matriks sesuai gambar 2.4. Hasil tingkat risiko sebagai tabel 4.18 berikut:

Tabel 4. 18 Hasil Tingkat Risiko Terhadap *Human Fatalities* (A1)

Probability	5	M	H	VH	VH	VH
	4	L	M	H	VH	VH
	3	VL	L	M	H	VH
	2	VL	A1	L	M	H
	1	VL	VL	VL	L	M
		A	B	C	D	E
		Consequence				

Maka dapat disimpulkan secara aspek *human fatalities* pipa ini untuk kedua moda kegagalan memiliki tingkat risiko 2B/ Very Low.

4.6.2. Perhitungan Tingkat Risiko Terhadap *Environment* (A2)

Pipa ini menyalurkan gas dengan komposisi sebagaimana pada tabel 4.19 berikut:

Tabel 4. 19 Komposisi Gas Milik PT.X

Component	Gas Composition (%-mole)
CO2	14.82
N2	0.719
C1, metana	82.416
C2, etana	1.358
C3, propana	0.281
C4*	0.111
C5*	0.51
C6-C8*	0.075
C9-C13*	0.019
C14-C19*	0.052
C20*	0.098

Menurut Suprpto (2007), masing-masing daerah di Indonesia memiliki kandungan *Acid Gas* dan *Crude Oil* yang berbeda-beda. Perbedaan kandungan tersebut dijelaskan pada table berikut:

Tabel 4. 20 Acid Gas Compotition di Indonesia

Case	Deskripsi	Kandungan Acid Gas (%mol)		Lokasi
		CO2	H2S	
Case 1	Karakteristik gas alam pada case 1 ini adalah gas yang memiliki nilai <i>Higher heating value</i> yang tinggi.	Low	Low	Kangean (Madura)
				Kep. Riau
Case 2	Mengandung sebagian kecil hidrokarbon ringan seperti C6, C7, dan C8. Sedangkan kandungan methane lebih besar dari case yang lainnya. Oleh karna itu nilai <i>Higher Heating Value</i> nya lebih rendah.	Medium	Low	Jawa Barat
				Sumatra Utara
				Sumatra Selatan
Case 3	Mengandung semua hidrokarbon, baik C1, C2 serta hidrokarbon ringan yaitu C6, C7, dan C8. Selain itu kandungan CO2 dan H2S sangat tinggi.	Medium	High	Sulawesi Utara
				Papua

Sumber: LNG and The World of Energy (Suprpto, 2007)

Berdasarkan tabel 4.19 pipa ini memiliki kandungan CO2 yang cukup tinggi dan mempertimbangkan tabel 4.20 kandungan gas yang mengalir pada pipa tidak terdapat H2S tetapi berlokasi di Papua. Apabila terjadi kegagalan hingga mengakibatkan *leakage/* kebocoran berdasarkan komponen gas yang mengalir dalam pipa berpotensi mencemari lingkungan sekitarnya. Sehingga secara kualitatif bisa dilihat pada tabel 4.16 untuk kategori *environment* menempati tingkat risiko kategori *medium*, apabila terjadi kebocoran akan cukup mengganggu lingkungan perairan disekitarnya. Dengan penjelasan di atas, maka bisa diketahui kategori untuk konsekuensi terhadap *environment* adalah tipe C. Sehingga hasil matriks risiko sebagai tabel 4.21 berikut:

Tabel 4. 21 Hasil Tingkat Risiko Terhadap *Environment* (A2)

5	M	H	VH	VH	VH
4	L	M	H	VH	VH
3	VL	L	M	H	VH
2	VL	VL	A2	M	H
1	VL	VL	VL	L	M
	A	B	C	D	E
	Consequence				

Hasil matriks risiko menunjukkan untuk kategori *environment* pipa ini memiliki kategori 2C/ Low.

4.6.3. Perhitungan Tingkat Risiko Terhadap *Property* (A3)

Berdasarkan hasil permodelan pada AUTOPIPE didapatkan output berupa *Displacement Stress Expansion Ratio* (SR) sebesar 0.53 pada saat temperature operasi. Dilihat dari tabel 4.18 pipa ini berdasarkan konsekuesi terhadap *property* damage/kerusakan yang dialami menempati kategori konsekuensi B. Dimana semakin besar SR menunjukkan semakin besar juga tingkat kerusakan yang dialami *property* sehingga menyebabkan semakin luas juga daerah yang perlu mendapat perbaikan. Sehingga hasil tingkat risiko didapat sebagaimana pada tabel 4.22 berikut:

Tabel 4. 22 Hasil Tingkat Risiko Terhadap *Property* (A3)

Probability	5	M	H	VH	VH	VH
	4	L	M	H	VH	VH
	3	VL	L	M	H	VH
	2	VL	A3	L	M	H
	1	VL	VL	VL	L	M
		A	B	C	D	E
		Consequence				

Hasil matriks risiko menunjukkan untuk kategori *property* pipa ini memiliki kategori 2B/Very Low.

4.6.4. Resume Tingkat Risiko

Berdasarkan perhitungan diatas hasil tingkat risiko kategori A1, A2, dan A3 dapat dirangkum menjadi satu tabel matriks tingkat risiko. Kategori *human fatalities*/ A1 dan kategori *property* / A3 menempati satu kotak tingkat risiko yang sama yaitu 2B/ Very Low. Kategori *environment* menempati tingkat risiko yang sedikit lebih tinggi/ berbahaya yaitu 2C/ Low. Resume digambarkan pada tabel 4.23 dibawah ini.

Tabel 4.23 Resume Hasil Tingkat Risiko A1, A2, dan A3

		A	B	C	D	E
5		M	H	VH	VH	VH
4		L	M	H	VH	VH
3		VL	L	M	H	VH
2	Probability	VL	A1 A3	A2	M	H
1		VL	VL	VL	L	M
		Consequence				

4.6.5. Penentuan Inspeksi

Berdasarkan konsep dasar *Risk Based Inspection* (RBI) yang merupakan kegiatan inspeksi yang didasarkan pada tingkat risiko dari objek. Maka inspeksi akan dilakukan pada saat risiko suatu objek membesar atau tidak perlu dilakukan jika risikonya kecil/ kondisinya cukup bagus. Analisis berdasarkan kategori konsekuensi yang berbeda-beda namun probabilitas kegagalan yang sama telah dilakukan sebelumnya yang dirangkum dalam tabel 4.23. Tabel tersebut menunjukkan hasil tingkat risiko yang berbeda-beda. Dengan menerapkan konsep *Risk Based Inspection* (RBI) dalam menilai mekanisme kegagalan pada pipa dan melihat tabel 4.23 yang kemudian dicocokkan dengan tabel interval inspeksi 2.2, didapatkan waktu rentang interval inspeksi untuk titik kritis yang sesuai perhitungan interval inspeksi pada DNV RP F-116. Berikut hasil rentang waktu inspeksi yang didapat:

Tabel 4. 24 Hasil Interval Inspeksi

Kategori Risiko	Risiko	Interval Inspeksi	Metode Inspeksi
A1 (<i>human fatalities</i>)	Very Low	8 Tahun	Intelligent Pig
A2 (<i>environment</i>)	Low	8 Tahun	Intelligent Pig
A3 (<i>property</i>)	Very Low	8 Tahun	Intelligent Pig

Berdasarkan tabel di atas telah didapat waktu inspeksi yaitu 8 tahun yang berlaku untuk kedua moda kegagalan yang sudah dianalisa karena memiliki kategori probabilita yang sama. Untuk metode yang dipakai adalah intelligent pig (*geo pig*) pada titik KP paling kritis yaitu KP 0-0.2, KP 7.3-7.4, KP 8, KP 8.5, KP 8.9 dan KP 9.3-10, inspeksi ini dilakukan dari bagian dalam karena kondisi pipa yang berupa *subsea buried pipeline* dan menyesuaikan dengan metode yang paling efektif menurut perusahaan. Waktu inspeksi yang didapat dapat digunakan apabila pada pipa yang mengalami *upheaval buckling* sudah diberikan sistem mitigasi dengan memberi timbunan tanah/ pemberat/ *rock damping* di atasnya. Secara keseluruhan pipa ini dalam kondisi sangat aman untuk beroperasi karena *buried*.

4.7. Mitigasi

Berdasarkan analisa yang dilakukan diatas, didapatkan tingkat risiko yang dialami pipa akibat kegagalan *upheaval buckling* termasuk dalam kategori *very low* dan *low*. Perlunya sistem mitigasi untuk memperkecil risiko yang dialami pipa. Menurut data dari perusahaan akan dilakukan *rock damping* pada beberapa titik yang kritis, dimana menurut analisa Tugas Akhir ini terletak pada KP 0-0.2, KP 7.3-7.4, KP 8, KP 8.5, KP 8.9 dan KP 9.3-10.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Kesimpulan yang didapat berdasarkan hasil analisis tugas akhir ini, antara lain:

1. Tegangan yang terjadi pada pipa dalam kondisi operasi terdiri dari *hoop stress*, *longitudinal* akibat *termal* dan *poisson*, serta *combined stress*. Seluruh tegangan tidak melebihi tegangan kerja yang diijinkan, yaitu sebesar 201.24 MPa untuk *hoop stress*, -133.37 MPa untuk *longitudinal stress*, dan 291.77 untuk *combined stress*.
2. Gaya aksial yang terjadi pada pipa ini bersifat kompresif sebesar -8001.24 kN. Gaya kompresif ini menjadi pemicu terjadinya *upheaval buckling*. Menurut hasil analisa Safety Faktor untuk *total downward force* terhadap *required downward force* terdapat kegagalan *upheaval buckling* pada kondisi operasi di titik KP 0-0.2, KP 7.3-7.4, KP 8, KP 8.5, KP 8.9 dan KP 9.3-10.
3. Berdasarkan perhitungan dan simulasi monte carlo dengan variable acak berupa temperatur, panjang segmen, dan kedalaman timbunan. Maka didapat tingkat risiko kegagalan struktur. Dimana moda kegagalan satu dan dua memiliki probability yang berkategori sama. Maka, kategori matriks risiko menunjukkan hasil berikut:
 - Tingkat risiko kategori A1 (*human fatalities*) moda kegagalan 1 dan 2 adalah very low.
 - Tingkat risiko kategori A2 (*environment*) moda kegagalan 1 dan 2 adalah low
 - Tingkat risiko kategori A3 (*property*) moda kegagalan 1 dan 2 adalah very low.
4. Interval waktu inspeksi berdasarkan tingkat risiko yang dialami oleh pipa yaitu dalam studi ini *very low* dan *low*, sehingga berdasarkan penerapan RBI (*Risk Based Inspection*) pipa ini mempunyai jangka waktu/interval inspeksi selama 8 tahun sekali, dengan metode inspeksi berupa *intelligent pig (Geo Pig)*.

5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan untuk penelitian selanjutnya antara lain:

1. Diperlukan adanya analisa lebih lanjut untuk kondisi pipa setelah dilakukan mitigasi
2. Dapat dikembangkan analisa ekonomi yang detail dengan metode RBI.
3. Dalam penelitian selanjutnya dapat dianalisa pengaruh penurunan timbunan tanah akibat arus diatas seabed hingga *upheaval buckling* terjadi.
4. Memperbanyak jenis failure mode dan jumlah sampel yang terjadi agar dapat diketahui risiko yang paling kritis terjadi

DAFTAR PUSTAKA

Adebanjo, O. 2016. **Journal of Pipeline Engineering, Vol.15: Upheaval Buckling of Pipelines**. UK: Cranfield University.

American Lifelines Alliance (2001). **Guideline for the Design of Buried Steel Pipe**. American Society of Civil Engineers, USA.

American Petroleum Institute (API 581). (2009). **Risk-Based Inspection – Base Resource Document**, API Publishing Service, Washington, D.C

American Society of Mechanical Engineers (2012). **ASME B31.1: Power Piping Non-mandatory Appendix VII Procedures for The Design of Restrained Underground Piping**. The American Society of Mechanical Engineers, USA.

American Society of Mechanical Engineers (2003). **ASME B31.8: Gas Transmission and Distribution Piping Systems**. The American Society of Mechanical Engineers, USA.

Bai, Y. (2014). **Subsea Pipeline Design, Analysis, and Installation**. Elsevier Science Ltd, Oxford. UK.

Det Norske Veritas. (2000). **DNV-OS-F101 Rules for Submarine Pipeline System**. Norway: DNV.

Det Norske Veritas. (2010). **DNV-OS-F109 On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines**. Norway: DNV.

Det Norske Veritas. (2000). **DNVGL-RP-F110 Global Buckling of Submarine Pipelines**. Norway: DNV.

Det Norske Veritas. (2015). **DNVGL-RP-F116 Integrity Management of Submarine Pipelines Systems**. Norway: DNV.

- Guo, B., Shanhong, S., Jacob, C., Ali, G. (2005) **Offshore Pipeline**. Elsevier, UK
- Harahap, D. (2007). **Analisis Kasus Upheaval buckling Pada Onshore Pipeline**. Tugas Akhir, Jurusan Teknik Metalurgi, Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Masduky S, Yudi. (2003) “**Aplikasi Atas Inspeksi Berdasarkan Risiko (RBI) Terhadap Suatu Plant**”. Makalah Seminar Temu Ilmiah Dirjen MIGAS, Bandung.
- Palmer, A. (1990). **Design of Submarine Pipelines Against Upheaval Buckling**. Offshore Technology Conference. Texas.
- Popov, E.H (1978). **Mechanics of Materials. Edisi ke-2**, Prentice-Hall, inc. Engelwood Cliffs, New Jersey, USA.
- Rahman, F. F. (2012). “**Analisa Penyebab Terjadinya Upheaval Buckling pada Pipeline 16” jalur Sukowati-CPA dan Corrective Action-nya; Studi kasus terhadap pipa onshore milik JOB Pertamina Petrochina East Java**”. Tugas Akhir, Jurusan Teknik Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- Rahman, R. A. (2013). “**Analisa Risiko Upheaval Buckling pada Buried Pipeline dengan Metode Risk Based Inspection**”. Tugas Akhir, Jurusan Teknik Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- Ramadhan, F. R. (2015). “**Analisa Upheaval Buckling pada Subsea Gas Pipeline Dengan Kondisi Buried**”. Tugas Akhir, Jurusan Teknik Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- Rosyid, D.M; 2007; **Pengantar Rekayasa Keandalan**; Airlangga University Press; Surabaya.

LAMPIRAN A: Perhitungan Manual

Analisa Properti Pipa			
Luas Permukaan Bagian Luar	$a_o = \pi/4 \cdot D_o^2$	292098.5 mm ²	0.292m ²
Luas Permukaan Bagian dalam	$a_i = \pi/4 \cdot (D_o - 2t)^2$	254152.385 mm ²	0.254 m ²
Luas Permukaan Melintang Pipa	$a_s = \pi/4 D_o^2 - a_i$	37946.115 mm ²	0.038 m ²
Momen Inersia Pipa	$I = \pi/64 \cdot [D_o^4 - (D_o - 2t)^4]$	1.65E+09 mm ⁴	0.002 m ⁴
Massa Properti Pipa	$M_{steel} = \pi \cdot (D_o - t) \cdot t \cdot \rho_{steel}$	297.877kg/m	
Massa Fluida Isi	$M_{content} = \pi/4 \cdot (D_o - 2t)^2 \cdot \rho_{gas}$	20.586 kg/m	
Massa Pipa Per Satuan Panjang	$M_p = M_{steel} + M_{content}$	318.463 kg/m	
Gaya Bouyancy	$F_b = \pi/4 \times D_o^2 \times \rho_{seawater} \times g$	3586.55 N	

Perhitungan Local Buckling I

Kedalaman 36.9 m, Temp. 105

KP 0- KP 0.15

Data		
OD	0.61	m
ID	0.57	m
t	0.02	m
E	207000	Mpa
v	0.3	
SMYS	450	MPa
SMTS	535	MPa
fy, temp	30	
fu, temp	-	
ρ_w	1025	Kg/m ²
g	9.81	m/s ²
Wd	36.9	m
fo	0.01	

Ovalisation

α_u		0.96		Tabel 5-6 DNV-OS-F101
γ_{sc} γ_m α_{fab}		1.26		Tabel 5-5 DNV-OS-F101
		1.15		Tabel 5-4 DNV-OS-F101
		0.93		Tabel 5-7 DNV-OS-F101
f_y		403.2	MPa	Pers. 5.5 DNV-OS-F101
f_u	-		MPa	Pers. 5.6 DNV-OS-F101
Design Load Faktor				
γ_c	=		1.07	Tabel 4-5 DNV-OS-F101
γ_F	=		1.1	Tabel 4-4 DNV-OS-F101

System Collapse Calculation				
P_{el}	=	17.26756212	MPa	Pers. 5.11 DNV-OS-F101
P_p	=	25.20330492	MPa	Pers. 5.12 DNV-OS-F101
b	=	-17.26756212	MPa	
c	=	-7.65E+02	MPa ²	

d	=	10968.46906	MPa ³	
u	=	-2.22E+02	MPa ²	
v	=	3.09E+03	MPa ³	6.765353
φ	=	1.69E+00		
γ	=	1.14E+00	Mpa	
		1485.9096	1.28994166	
Maka,		1151.92	35.4806202	
Pc	=	6.90	MPa	Pers. 13.13 DNV-OS-F101
Pe1	=	0.371	MPa	
Pe2	=	2.196915	MPa	

$$p_e \leq \frac{P_c}{1,1 \cdot \gamma_m \cdot \gamma_{SC}}$$

Local Buckling Check = 2.56795373 ≤ 4.327106 **Memenuhi**

wc= Pc/((psea+psand).g) 290.215643 m

Perhitungan Local Buckling II

Kedalaman 12.9 m, Temp. 105

KP 9.70-KP 9.89

Data		
OD	=	0.61 m
ID	=	0.569 m
t	=	0.0205 m
E	=	207000 Mpa
v	=	0.3
SMYS	=	450 MPa
SMTS	=	535 MPa
fy, temp	=	30
fu, temp	=	-
ρ_w	=	1025 Kg/m ²
g	=	9.81 m/s ²
Wd	=	12.9 m
fo	=	0.01

Ovalisation

α_u	=	0.96	Tabel 5-6 DNV-OS-F101
γ_{sc} γ_m α_{fab}	=	1.26	Tabel 5-5 DNV-OS-F101
	=	1.15	Tabel 5-4 DNV-OS-F101
	=	0.93	Tabel 5-7 DNV-OS-F101
f_y	=	403.2 MPa	Pers. 5.5 DNV-OS-F101
f_u	= -	MPa	Pers. 5.6 DNV-OS-F101

Design Load Faktor			
γ_c	=	1.07	Tabel 4-5 DNV-OS-F101
γ_F	=	1.1	Tabel 4-4 DNV-OS-F101

System Collapse Calculation			
P_{el}	=	17.26756212 MPa	Pers. 5.11 DNV-OS-F101
P_p	=	25.20330492 MPa	Pers. 5.12 DNV-OS-F101
b	=	-17.26756212 MPa	
c	=	-7.65E+02 MPa ²	

d	=	10968.46906	MPa ³
u	=	-2.22E+02	MPa ²
v	=	3.09E+03	MPa ³
φ	=	1.69E+00	
γ	=	1.14E+00	Mpa
Maka,			
Pc	=	6.90	MPa
Pe1	=	0.129712725	MPa
Pe2	=	2.27391164	MPa

Pers. 13.13 DNV-OS-F101

$$p_e \leq \frac{P_c}{1,1 \cdot \gamma_m \cdot \gamma_{SC}}$$

Local Buckling Check = 2.403624 ≤ 4.327106 **Memenuhi**

wc= Pc/((psea+psand).g) 290.2156 m

Perhitungan Local Buckling III

Kedalaman 10.8 m, Temp. 105

KP 9.89- KP 10.04

Data		
OD	=	0.61 m
ID	=	0.569 m
t	=	0.0205 m
E	=	207000 Mpa
v	=	0.3
SMYS	=	450 MPa
SMTS	=	535 MPa
fy, temp	=	30
fu, temp	=	-
ρ_w	=	1025 Kg/m ²
g	=	9.81 m/s ²
Wd	=	10.8 m
fo	=	0.01

Ovalisation

α_u	=	0.96	Tabel 5-6 DNV-OS-F101
γ_{sc} γ_m α_{fab}	=	1.26	Tabel 5-5 DNV-OS-F101
	=	1.15	Tabel 5-4 DNV-OS-F101
	=	0.93	Tabel 5-7 DNV-OS-F101
f_y	=	403.2 MPa	Pers. 5.5 DNV-OS-F101
f_u	= -	MPa	Pers. 5.6 DNV-OS-F101

Design Load Faktor			
γ_c	=	1.07	Tabel 4-5 DNV-OS-F101
γ_F	=	1.1	Tabel 4-4 DNV-OS-F101

System Collapse Calculation			
P_{el}	=	17.26756212 MPa	Pers. 5.11 DNV-OS-F101
P_p	=	25.20330492 MPa	Pers. 5.12 DNV-OS-F101
b	=	-17.26756212 MPa	
c	=	-7.65E+02 MPa ²	

d	=	10968.46906	MPa ³
u	=	-2.22E+02	MPa ²
v	=	3.09E+03	MPa ³
φ	=	1.69E+00	
γ	=	1.14E+00	Mpa
Maka,			
Pc	=	6.90	MPa
Pe1	=	0.1085967	MPa
Pe2	=	1.88307	MPa

Pers. 13.13 DNV-OS-F101

$$p_e \leq \frac{P_c}{1,1 \cdot \gamma_m \cdot \gamma_{SC}}$$

Local Buckling Check = 1.991667 ≤ 4.327106 **Memenuhi**

wc= $P_c / ((\rho_{sea} + \rho_{sand}) \cdot g)$ 290.2156 m

Analisa Buckling Kolom Euler

Analisa Buckling Kolom Euler				
	Rumus	L= 100m	L= 150 m	L= 200 m
Jari-Jari Girasi Pipa	$r = \sqrt{I/A_s}$	208.546 m	208.546 m	208.546 m
Slenderness Ratio	L/r	479.511	719.267	959.022
Beban Kritis Euler Pipa	$P_{cr} = \frac{\pi^2 EI}{L^2}$	336821.243 N	149698.330 N	84205.311 N
		16841.062 Kn	7484.917 kN	4210.266 kN
Tegangan Kritis Euler Pipa	$\sigma_{cr} = \frac{\pi^2 E}{(\frac{L}{r})^2}$	8.876 MPa	3.945 MPa	2.219 MPa

Analisa Upheaval Buckling menurut Palmer (1990),

Uplift Resistance

$$q_s = \rho_b \cdot g \cdot D_o \cdot H_{tb} \left(1 + f \frac{H_{tb}}{D_o} \right)$$

Downward Force Required

$$W_{req} = \left[1.16 - \frac{4.76 \left(\frac{EI W_s}{\delta} \right)^{0.5}}{F_{ax}} \right] F_{ax} \left(\frac{\delta W_s}{EI} \right)^{0.5}$$

KP	Kedalaman Penimbunan (m)	Htb (m)	qs (N)	Fb (N)	Ws (N/m)	q (N/m)	δ (m)	Fax (N)	I (m ⁴)	E (N/m ²)	Wreq (N/m)	Safety Faktor	Occurs Failure (SF<1.2)
kp 0.0	0.4	- 0.0232	-190.473	3586.552	1408.11	1217.638	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	0.06	Yes
kp 0.1	1.2	0.7768	10640.64	3586.552	1408.11	12048.75	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	0.63	Yes
kp 0.2	1.2	0.7768	10640.64	3586.552	1408.11	12048.75	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	0.63	Yes
kp 0.3	1.75	1.3268	23180.59	3586.552	1408.11	24588.7	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.28	No
kp 0.4	2.2	1.7768	36527.54	3586.552	1408.11	37935.65	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.97	No
kp 0.5	3	2.5768	67115.46	3586.552	1408.11	68523.57	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	3.56	No
kp 0.6	1.75	1.3268	23180.59	3586.552	1408.11	24588.7	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.28	No
kp 0.7	5.8	5.3768	243322	3586.552	1408.11	244730.1	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	12.70	No

KP	Kedalaman Penimbunan (m)	Htb (m)	qs (N)	Fb (N)	Ws (N/m)	q (N/m)	δ (m)	Fax (N)	I (m ⁴)	E (N/m ²)	Wreq (N/m)	Safety Faktor	Occurs Failure (SF<1.2)
kp 0.8	1.8	1.3768	24526.38	3586.552	1408.11	25934.49	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.35	No
kp 0.9	1.8	1.3768	24526.38	3586.552	1408.11	25934.49	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.35	No
kp 1	2.75	2.3268	56613.48	3586.552	1408.11	58021.59	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	3.01	No
kp 1.1	2.5	2.0768	46969.01	3586.552	1408.11	48377.12	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.51	No
kp 1.2	2.35	1.9268	41593.92	3586.552	1408.11	43002.04	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.23	No
kp 1.3	1.75	1.3268	23180.59	3586.552	1408.11	24588.7	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.28	No
kp 1.4	2.5	2.0768	46969.01	3586.552	1408.11	48377.12	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.51	no
kp 1.5	2.9	2.4768	62811.77	3586.552	1408.11	64219.88	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	3.33	no
kp 1.6	3.6	3.1768	95818.79	3586.552	1408.11	97226.91	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	5.05	no

KP	Kedalaman Penimbunan (m)	Htb (m)	qs (N)	Fb (N)	Ws (N/m)	q (N/m)	δ (m)	Fax (N)	I (m ⁴)	E (N/m ²)	Wreq (N/m)	Safety Faktor	Occurs Failure (SF<1.2)
kp 1.7	3.6	3.1768	95818.79	3586.552	1408.11	97226.91	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	5.05	no
kp 1.8	2.7	2.2768	54615.99	3586.552	1408.11	56024.1	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.91	no
kp 1.9	2.7	2.2768	54615.99	3586.552	1408.11	56024.1	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.91	no
kp 2	2.75	2.3268	56613.48	3586.552	1408.11	58021.59	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	3.01	no
kp 2.1	1.8	1.3768	24526.38	3586.552	1408.11	25934.49	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.35	no
kp 2.2	1.9	1.4768	27320.87	3586.552	1408.11	28728.98	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.49	no
kp 2.3	2.8	2.3768	58645.28	3586.552	1408.11	60053.39	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	3.12	no
kp 2.4	1.9	1.4768	27320.87	3586.552	1408.11	28728.98	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.49	no
kp 2.5	2.5	2.0768	46969.01	3586.552	1408.11	48377.12	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.51	no

KP	Kedalaman Penimbunan (m)	Htb (m)	qs (N)	Fb (N)	Ws (N/m)	q (N/m)	δ (m)	Fax (N)	I (m ⁴)	E (N/m ²)	Wreq (N/m)	Safety Faktor	Occurs Failure (SF<1.2)
kp 2.6	3.2	2.7768	76134.44	3586.552	1408.11	77542.55	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	4.02	no
kp 2.7	2.8	2.3768	58645.28	3586.552	1408.11	60053.39	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	3.12	no
kp 2.8	1.75	1.3268	23180.59	3586.552	1408.11	24588.7	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.28	no
kp 2.9	1.8	1.3768	24526.38	3586.552	1408.11	25934.49	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.35	no
kp 3	3	2.5768	67115.46	3586.552	1408.11	68523.57	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	3.56	no
kp 3.1	2.8	2.3768	58645.28	3586.552	1408.11	60053.39	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	3.12	no
kp 3.2	2	1.5768	30252.56	3586.552	1408.11	31660.67	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.64	no
kp 3.3	2.4	1.9768	43351.32	3586.552	1408.11	44759.43	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.32	no
kp 3.4	2.3	1.8768	39870.83	3586.552	1408.11	41278.94	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.14	no

KP	Kedalaman Penimbunan (m)	H _{tb} (m)	q _s (N)	F _b (N)	W _s (N/m)	q (N/m)	δ (m)	F _{ax} (N)	I (m ⁴)	E (N/m ²)	W _{req} (N/m)	Safety Faktor	Occurs Failure (SF<1.2)
kp 3.5	1.75	1.3268	23180.59	3586.552	1408.11	24588.7	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.28	no
kp 3.6	2.6	2.1768	50723.9	3586.552	1408.11	52132.01	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.71	no
kp 3.7	4.3	3.8768	135548.6	3586.552	1408.11	136956.7	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	7.11	no
kp 3.8	1.8	1.3768	24526.38	3586.552	1408.11	25934.49	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.35	no
kp 3.9	3.15	2.7268	73828.24	3586.552	1408.11	75236.35	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	3.90	no
kp 4	2.7	2.2768	54615.99	3586.552	1408.11	56024.1	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.91	no
kp 4.1	2.7	2.2768	54615.99	3586.552	1408.11	56024.1	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.91	no
kp 4.2	3.85	3.4268	109236.3	3586.552	1408.11	110644.4	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	5.74	no
kp 4.3	3.2	2.7768	76134.44	3586.552	1408.11	77542.55	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	4.02	no

KP	Kedalaman Penimbunan (m)	Htb (m)	qs (N)	Fb (N)	Ws (N/m)	q (N/m)	δ (m)	Fax (N)	I (m ⁴)	E (N/m ²)	Wreq (N/m)	Safety Faktor	Occurs Failure (SF<1.2)
kp 4.4	2.25	1.8268	38182.03	3586.552	1408.11	39590.15	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.05	no
kp 4.5	2.25	1.8268	38182.03	3586.552	1408.11	39590.15	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.05	no
kp 4.6	2.6	2.1768	50723.9	3586.552	1408.11	52132.01	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.71	no
kp 4.7	3.25	2.8268	78474.93	3586.552	1408.11	79883.04	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	4.15	no
kp 4.8	1.9	1.4768	27320.87	3586.552	1408.11	28728.98	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.49	no
kp 4.9	1.9	1.4768	27320.87	3586.552	1408.11	28728.98	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.49	no
kp 5	2.65	2.2268	52652.79	3586.552	1408.11	54060.9	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.81	no
kp 5.1	3.4	2.9768	85702.21	3586.552	1408.11	87110.33	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	4.52	no
kp 5.2	1.75	1.3268	23180.59	3586.552	1408.11	24588.7	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.28	no

KP	Kedalaman Penimbunan (m)	Htb (m)	qs (N)	Fb (N)	Ws (N/m)	q (N/m)	δ (m)	Fax (N)	I (m ⁴)	E (N/m ²)	Wreq (N/m)	Safety Faktor	Occurs Failure (SF<1.2)
kp 5.3	1.75	1.3268	23180.59	3586.552	1408.11	24588.7	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.28	no
kp 5.4	5	4.5768	182001.2	3586.552	1408.11	183409.4	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	9.52	no
kp 5.5	3.15	2.7268	73828.24	3586.552	1408.11	75236.35	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	3.90	no
kp 5.6	3.15	2.7268	73828.24	3586.552	1408.11	75236.35	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	3.90	no
kp 5.7	3.15	2.7268	73828.24	3586.552	1408.11	75236.35	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	3.90	no
kp 5.8	2.5	2.0768	46969.01	3586.552	1408.11	48377.12	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.51	no
kp 5.9	1.75	1.3268	23180.59	3586.552	1408.11	24588.7	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.28	no
kp 6	1.75	1.3268	23180.59	3586.552	1408.11	24588.7	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.28	no
kp 6.1	1.75	1.3268	23180.59	3586.552	1408.11	24588.7	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.28	no

KP	Kedalaman Penimbunan (m)	Htb (m)	qs (N)	Fb (N)	Ws (N/m)	q (N/m)	δ (m)	Fax (N)	I (m ⁴)	E (N/m ²)	Wreq (N/m)	Safety Faktor	Occurs Failure (SF<1.2)
kp 6.2	1.75	1.3268	23180.59	3586.552	1408.11	24588.7	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.28	no
kp 6.3	1.85	1.4268	25906.48	3586.552	1408.11	27314.59	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.42	no
kp 6.4	2.7	2.2768	54615.99	3586.552	1408.11	56024.1	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.91	no
kp 6.5	2.85	2.4268	60711.37	3586.552	1408.11	62119.48	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	3.22	no
kp 6.6	2.5	2.0768	46969.01	3586.552	1408.11	48377.12	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.51	no
kp 6.7	3.3	2.8768	80849.73	3586.552	1408.11	82257.84	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	4.27	no
kp 6.8	1.75	1.3268	23180.59	3586.552	1408.11	24588.7	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.28	no
kp 6.9	1.75	1.3268	23180.59	3586.552	1408.11	24588.7	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.28	no
kp 7	1.75	1.3268	23180.59	3586.552	1408.11	24588.7	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.28	no

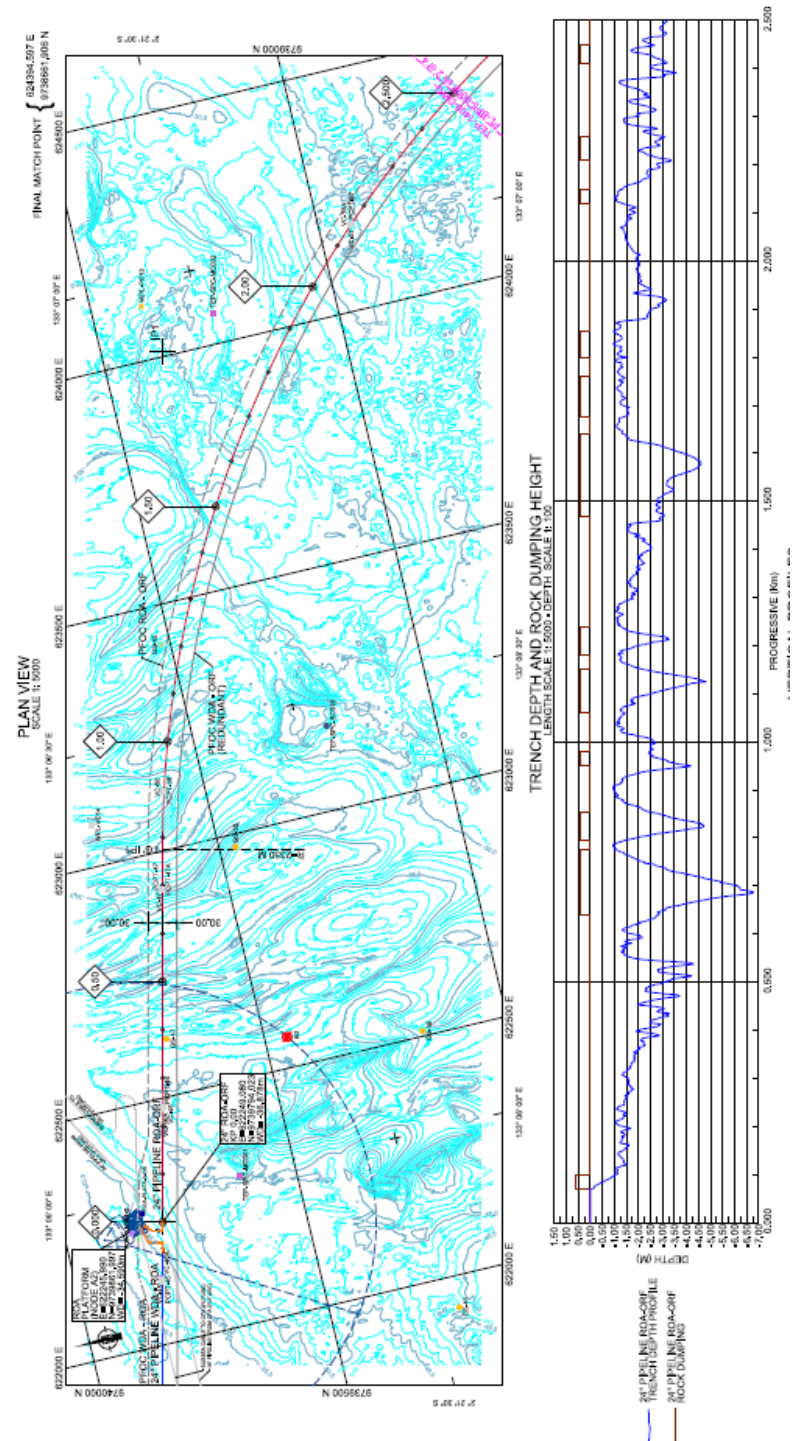
KP	Kedalaman Penimbunan (m)	Htb (m)	qs (N)	Fb (N)	Ws (N/m)	q (N/m)	δ (m)	Fax (N)	I (m ⁴)	E (N/m ²)	Wreq (N/m)	Safety Faktor	Occurs Failure (SF<1.2)
kp 7.1	2.25	1.8268	38182.03	3586.552	1408.11	39590.15	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.05	no
kp 7.2	1.75	1.3268	23180.59	3586.552	1408.11	24588.7	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.28	no
kp 7.3	1.75	1.3268	23180.59	3586.552	1408.11	24588.7	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.28	no
kp 7.4	2.2	1.7768	36527.54	3586.552	1408.11	37935.65	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.97	no
kp 7.5	2.2	1.7768	36527.54	3586.552	1408.11	37935.65	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.97	no
kp 7.6	2.25	1.8268	38182.03	3586.552	1408.11	39590.15	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.05	no
kp 7.7	3.4	2.9768	85702.21	3586.552	1408.11	87110.33	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	4.52	no
kp 7.8	2.15	1.7268	34907.34	3586.552	1408.11	36315.46	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.88	no
kp 7.9	1.85	1.4268	25906.48	3586.552	1408.11	27314.59	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.42	no

KP	Kedalaman Penimbunan (m)	H _{tb} (m)	q _s (N)	F _b (N)	W _s (N/m)	q (N/m)	δ (m)	F _{ax} (N)	I (m ⁴)	E (N/m ²)	W _{req} (N/m)	Safety Faktor	Occurs Failure (SF<1.2)
kp 8	1.75	1.3268	23180.59	3586.552	1408.11	24588.7	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.28	no
kp 8.1	2.65	2.2268	52652.79	3586.552	1408.11	54060.9	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.81	no
kp 8.2	3.3	2.8768	80849.73	3586.552	1408.11	82257.84	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	4.27	no
kp 8.3	2.6	2.1768	50723.9	3586.552	1408.11	52132.01	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.71	no
kp 8.4	2	1.5768	30252.56	3586.552	1408.11	31660.67	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.64	no
kp 8.5	1.75	1.3268	23180.59	3586.552	1408.11	24588.7	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.28	no
kp 8.6	2	1.5768	30252.56	3586.552	1408.11	31660.67	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.64	no
kp 8.7	2.5	2.0768	46969.01	3586.552	1408.11	48377.12	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.51	no
kp 8.8	1.85	1.4268	25906.48	3586.552	1408.11	27314.59	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.42	no

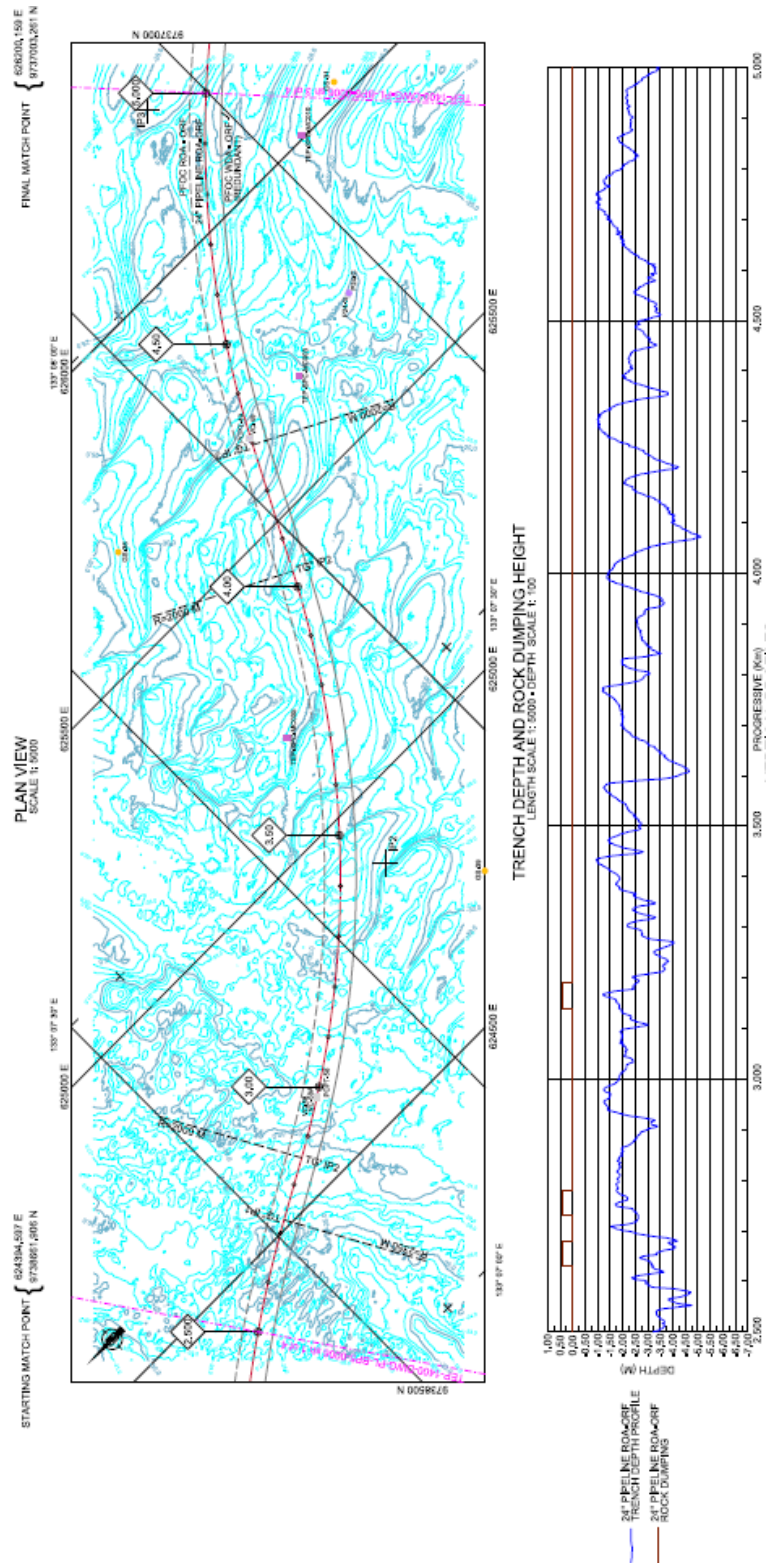
KP	Kedalaman Penimbunan (m)	Htb (m)	qs (N)	Fb (N)	Ws (N/m)	q (N/m)	δ (m)	Fax (N)	I (m ⁴)	E (N/m ²)	Wreq (N/m)	Safety Faktor	Occurs Failure (SF<1.2)
kp 8.9	1.7	1.2768	21869.09	3586.552	1408.11	23277.2	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.21	no
kp 9	2.15	1.7268	34907.34	3586.552	1408.11	36315.46	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.88	no
kp 9.1	2.7	2.2768	54615.99	3586.552	1408.11	56024.1	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.91	no
kp 9.2	2.25	1.8268	38182.03	3586.552	1408.11	39590.15	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	2.05	no
kp 9.3	1.75	1.3268	23180.59	3586.552	1408.11	24588.7	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.28	no
kp 9.4	1.75	1.3268	23180.59	3586.552	1408.11	24588.7	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.28	no
kp 9.5	1.7	1.2768	21869.09	3586.552	1408.11	23277.2	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.21	no
kp 9.6	1.7	1.2768	21869.09	3586.552	1408.11	23277.2	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.21	no
kp 9.7	1.1	0.6768	8806.554	3586.552	1408.11	10214.67	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	0.53	yes

KP	Kedalaman Penimbunan (m)	Htb (m)	qs (N)	Fb (N)	Ws (N/m)	q (N/m)	δ (m)	Fax (N)	I (m ⁴)	E (N/m ²)	Wreq (N/m)	Safety Faktor	Occurs Failure (SF<1.2)
kp 9.8	1.05	0.6268	7940.959	3586.552	1408.11	9349.071	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	0.49	yes
kp 9.9	1.1	0.6768	8806.554	3586.552	1408.11	10214.67	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	0.53	yes
kp 10	1.1	0.6768	8806.554	3586.552	1408.11	10214.67	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	0.53	yes
kp 10.035	2.2	1.7768	36527.54	3586.552	1408.11	37935.65	1.9	8001241	1.65E-03	2.07E+11	19271.492	1.97	no

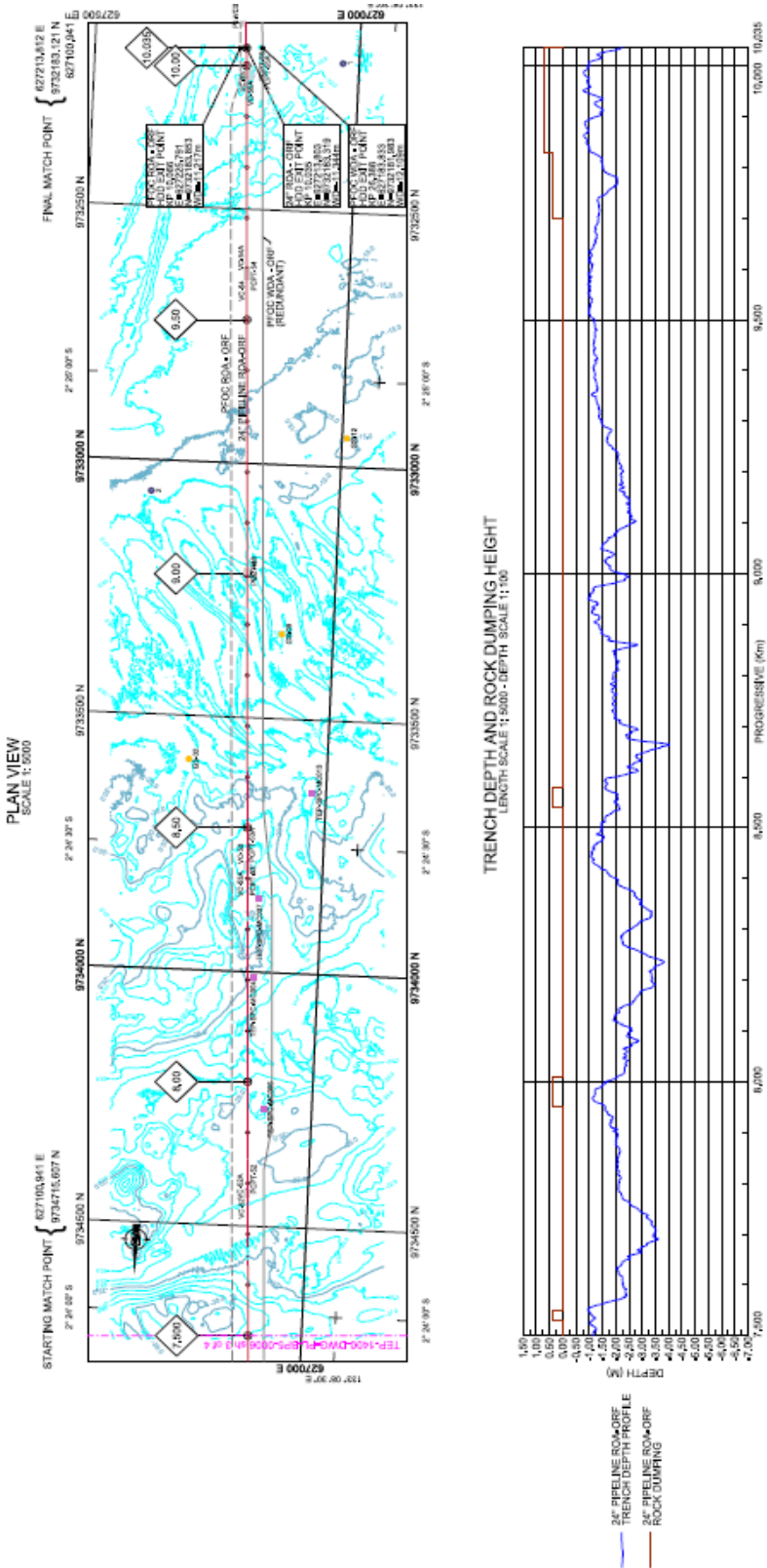
KP 0-KP 2.5



KP 2.5- KP 5



KP 7.5- KP 10.035



LAMPIRAN C: Perhitungan Simulasi Monte Carlo

Parameter Statistik					
T1	97.5	L1	100.000	H1	0.4
T2	105	L2	200.000	H2	1.60
ΔT	7.5	ΔT	100.000	ΔH	1.20
μ	101.25	μ	150.000	μ	1.00
Mean	101.31	Mean	149.63	Mean	1.00
Standar Deviasi	2.17	Standar Deviasi	29.80	Standar Deviasi	0.35

Dalam tugas akhir ini dilakukan simulasi Monte Carlo sebanyak 10000 kali, namun di dalam laporan ini hanya dicantumkan 50 random number dan simulasi.

RAND()	RAND()	Δ .Rand	Δ .Rand+H1	Distribusi Normal
0.52	0.44	0.53	0.93	0.95
0.92	0.32	0.38	0.78	0.83
0.05	0.53	0.64	1.04	1.02
0.85	0.52	0.63	1.03	1.02
0.64	0.98	1.18	1.58	1.72
0.11	0.46	0.56	0.96	0.97
0.55	0.74	0.89	1.29	1.22
0.63	0.25	0.31	0.71	0.77
0.60	0.18	0.21	0.61	0.67
0.84	0.80	0.96	1.36	1.29
0.55	0.88	1.05	1.45	1.40
0.80	0.39	0.46	0.86	0.90
0.02	1.00	1.20	1.60	1.95
0.14	0.58	0.69	1.09	1.07
0.83	0.41	0.49	0.89	0.92
0.89	0.13	0.15	0.55	0.60

0.81	0.33	0.39	0.79	0.84
0.25	0.48	0.58	0.98	0.98
0.41	0.08	0.09	0.49	0.50
0.73	0.90	1.08	1.48	1.44
0.96	0.00	0.01	0.41	0.09
0.42	0.25	0.30	0.70	0.76
0.98	0.11	0.14	0.54	0.57
0.10	0.64	0.77	1.17	1.12
0.75	0.18	0.22	0.62	0.68
0.55	0.21	0.25	0.65	0.72
0.57	0.58	0.70	1.10	1.07
0.62	0.65	0.78	1.18	1.13
0.09	0.44	0.53	0.93	0.95
0.50	0.38	0.46	0.86	0.89
0.54	0.10	0.12	0.52	0.55
0.17	0.27	0.33	0.73	0.78
0.05	0.91	1.09	1.49	1.47
0.19	0.87	1.04	1.44	1.38
0.40	0.48	0.57	0.97	0.98
0.66	0.31	0.37	0.77	0.82
0.86	0.17	0.21	0.61	0.67
0.89	0.57	0.68	1.08	1.06
0.25	0.57	0.69	1.09	1.06
0.36	0.54	0.64	1.04	1.03
0.91	0.60	0.72	1.12	1.09
0.68	0.52	0.63	1.03	1.02
0.09	0.58	0.70	1.10	1.07
0.02	0.62	0.74	1.14	1.10
0.13	0.16	0.19	0.59	0.65
0.00	0.79	0.94	1.34	1.27
0.24	0.68	0.82	1.22	1.16
0.36	0.77	0.93	1.33	1.26
0.55	0.98	1.17	1.57	1.69

Random Temperature				
RAND()	RAND()	Δ .Rand	Δ .Rand+T1	Distribusi Normal
0.59	0.56	4.21	101.71	101.65
0.07	0.66	4.97	102.47	102.23
0.25	0.83	6.23	103.73	103.39
0.42	0.23	1.72	99.22	99.71
0.21	0.69	5.20	102.70	102.42
0.76	0.81	6.05	103.55	103.19
0.82	0.70	5.23	102.73	102.44
0.97	0.60	4.48	101.98	101.85
0.57	0.65	4.89	102.39	102.17
0.60	0.81	6.08	103.58	103.23
0.24	0.23	1.74	99.24	99.73
0.75	0.81	6.08	103.58	103.23
0.96	0.38	2.85	100.35	100.65
0.69	0.22	1.67	99.17	99.65
0.75	0.81	6.04	103.54	103.19

Random Temperature				
RAND()	RAND()	Δ .Rand	Δ .Rand+T1	Distribusi Normal
0.78	0.64	4.77	102.27	102.07
0.47	0.07	0.56	98.06	98.17
0.92	0.42	3.17	100.67	100.89
0.14	0.36	2.73	100.23	100.56
0.10	0.46	3.44	100.94	101.09
0.81	0.55	4.14	101.64	101.60
0.63	0.02	0.13	97.63	96.70
0.84	0.87	6.53	104.03	103.77
0.24	0.14	1.08	98.58	99.01
0.19	0.31	2.29	99.79	100.21
0.50	0.50	3.72	101.22	101.29
0.65	0.33	2.44	99.94	100.33
0.61	0.14	1.05	98.55	98.97
0.55	0.57	4.30	101.80	101.72
0.01	0.72	5.44	102.94	102.61

Random Temperature				
RAND()	RAND()	Δ .Rand	Δ .Rand+T1	Distribusi Normal
0.67	0.40	3.00	100.50	100.77
0.59	0.65	4.87	102.37	102.14
0.16	0.16	1.23	98.73	99.19
0.74	0.70	5.21	102.71	102.42
0.12	0.84	6.29	103.79	103.47
0.40	0.87	6.56	104.06	103.81
0.66	0.35	2.61	100.11	100.47
0.08	0.88	6.59	104.09	103.85
0.36	0.50	3.75	101.25	101.31
0.95	0.01	0.08	97.58	96.34
0.82	0.72	5.41	102.91	102.59
0.18	1.00	7.49	104.99	107.65
0.06	0.61	4.56	102.06	101.91
0.81	0.55	4.13	101.63	101.59
0.49	0.75	5.61	103.11	102.77

Random Temperature				
RAND()	RAND()	Δ .Rand	Δ .Rand+T1	Distribusi Normal
0.49	0.93	6.98	104.48	104.54
0.30	0.96	7.23	104.73	105.23
0.66	0.08	0.62	98.12	98.29
0.88	0.30	2.27	99.77	100.19

Panjang Segmen				
RAND()	RAND()	Δ .Rand	Δ .Rand+L1	Distribusi Normal
0.06	0.51	51.30	151.30	150.60
0.93	0.41	40.82	140.82	142.71
0.66	0.57	57.24	157.24	155.07
0.40	0.89	88.93	188.93	186.07
0.22	0.47	47.43	147.43	147.71

Panjang Segmen				
RAND()	RAND()	Δ .Rand	Δ .Rand+L1	Distribusi Normal
0.78	0.12	11.98	111.98	114.58
0.28	0.77	76.80	176.80	171.45
0.97	0.17	17.18	117.18	121.41
0.68	0.89	88.75	188.75	185.79
0.09	0.01	1.20	101.20	82.37
0.44	0.27	26.83	126.83	131.21
0.25	0.48	47.81	147.81	147.99
0.75	0.07	7.48	107.48	106.68
0.56	0.57	56.50	156.50	154.51
0.68	0.19	19.16	119.16	123.64
0.20	0.26	25.87	125.87	130.33
0.79	0.42	42.43	142.43	143.94
0.03	0.90	89.74	189.74	187.39
0.22	0.61	61.06	161.06	157.99
0.85	0.30	30.22	130.22	134.18

Panjang Segmen				
RAND()	RAND()	Δ .Rand	Δ .Rand+L1	Distribusi Normal
0.18	0.05	5.43	105.43	101.81
0.56	0.04	3.97	103.97	97.35
0.85	0.26	25.51	125.51	130.00
0.20	0.75	75.27	175.27	169.98
0.90	0.91	91.36	191.36	190.26
0.77	0.42	42.17	142.17	143.74
0.47	0.40	39.96	139.96	142.05
0.93	0.60	59.83	159.83	157.05
0.08	0.83	83.15	183.15	178.25
0.49	0.74	73.55	173.55	168.39
0.29	0.07	7.40	107.40	106.50
0.12	0.62	61.74	161.74	158.53
0.02	0.73	73.39	173.39	168.24
0.04	0.92	91.84	191.84	191.19
0.83	0.99	98.72	198.72	216.17

Panjang Segmen				
RAND()	RAND()	Δ .Rand	Δ .Rand+L1	Distribusi Normal
0.38	0.23	23.25	123.25	127.85
0.18	0.07	6.68	106.68	104.92
0.26	0.21	21.41	121.41	126.01
0.34	0.20	20.12	120.12	124.67
0.99	0.64	63.87	163.87	160.20
0.67	0.15	15.48	115.48	119.35
0.75	0.94	93.70	193.70	195.23
0.16	0.31	31.02	131.02	134.87
0.89	0.05	4.57	104.57	99.31
0.73	0.99	99.01	199.01	219.08
0.58	0.37	36.58	136.58	139.40
0.05	0.29	28.66	128.66	132.83
0.47	0.29	28.51	128.51	132.71
0.04	0.77	77.10	177.10	171.75

Distribusi Normal T	T1 (°C)	ΔT (°C)	Ai (mm ⁴)	ν	P (MPa)	As (mm ⁴)	E	A	Fp (N)	Fpo (N)	Ft (N)	Fax (N)
101.57	25	76.57	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7037187.42	- 7686292.61
102.15	25	77.15	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7089794.81	- 7738900.00
103.31	25	78.31	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7196849.43	- 7845954.62
99.64	25	74.64	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 6859159.93	- 7508265.12
102.33	25	77.33	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7107153.41	- 7756258.60
103.11	25	78.11	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7178469.52	- 7827574.71

Distribusi Normal T	T1 (°C)	ΔT (°C)	Ai (mm4)	v	P (MPa)	As (mm4)	E	A	Fp (N)	Fpo (N)	Ft (N)	Fax (N)
102.36	25	77.36	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7109081.66	- 7758186.85
101.77	25	76.77	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7055696.01	- 7704801.20
102.08	25	77.08	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7084228.80	- 7733333.99
103.14	25	78.14	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7181508.36	- 7830613.55
99.65	25	74.65	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 6860806.31	- 7509911.50
103.14	25	78.14	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7181423.10	- 7830528.29

Distribusi Normal T	T1 (°C)	ΔT (°C)	Ai (mm ⁴)	ν	P (MPa)	As (mm ⁴)	E	A	Fp (N)	Fpo (N)	Ft (N)	Fax (N)
100.58	25	75.58	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 6945841.09	- 7594946.28
99.58	25	74.58	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 6854091.36	- 7503196.55
103.11	25	78.11	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7178086.67	- 7827191.87
101.99	25	76.99	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7075202.53	- 7724307.72
98.11	25	73.11	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 6718488.17	- 7367593.37
100.81	25	75.81	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 6967382.47	- 7616487.66

Distribusi Normal T	T1 (°C)	ΔT (°C)	Ai (mm4)	v	P (MPa)	As (mm4)	E	A	Fp (N)	Fpo (N)	Ft (N)	Fax (N)
100.48	25	75.48	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 6937137.99	- 7586243.18
101.01	25	76.01	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 6985887.51	- 7634992.70
101.52	25	76.52	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7032482.83	- 7681588.02
96.64	25	71.64	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 6583525.29	- 7232630.48
103.69	25	78.69	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7231426.94	- 7880532.13
98.94	25	73.94	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 6795076.72	- 7444181.91

Distribusi Normal T	T1 (°C)	ΔT (°C)	Ai (mm4)	v	P (MPa)	As (mm4)	E	A	Fp (N)	Fpo (N)	Ft (N)	Fax (N)
100.14	25	75.14	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 6905202.68	- 7554307.87
101.21	25	76.21	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7004223.77	- 7653328.96
100.26	25	75.26	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 6916345.20	- 7565450.39
98.90	25	73.90	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 6791544.37	- 7440649.56
101.64	25	76.64	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7043258.59	- 7692363.79
102.53	25	77.53	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7125156.72	- 7774261.91

Distribusi Normal T	T1 (°C)	ΔT (°C)	Ai (mm ⁴)	ν	P (MPa)	As (mm ⁴)	E	A	Fp (N)	Fpo (N)	Ft (N)	Fax (N)
100.69	25	75.69	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 6956206.86	- 7605312.05
102.06	25	77.06	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7082324.85	- 7731430.04
99.12	25	74.12	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 6811989.97	- 7461095.17
102.34	25	77.34	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7107996.40	- 7757101.59
103.38	25	78.38	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7203675.72	- 7852780.91
103.72	25	78.72	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7234694.04	- 7883799.23

Distribusi Normal T	T1 (°C)	ΔT (°C)	Ai (mm ⁴)	ν	P (MPa)	As (mm ⁴)	E	A	Fp (N)	Fpo (N)	Ft (N)	Fax (N)
100.39	25	75.39	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 6928605.84	- 7577711.03
103.76	25	78.76	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7238587.13	- 7887692.32
101.24	25	76.24	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7006301.66	- 7655406.85
96.28	25	71.28	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 6550396.45	- 7199501.64
102.51	25	77.51	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7123220.99	- 7772326.19
107.56	25	82.56	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7587029.45	- 8236134.64

Distribusi Normal T	T1 (°C)	ΔT (°C)	Ai (mm4)	v	P (MPa)	As (mm4)	E	A	Fp (N)	Fpo (N)	Ft (N)	Fax (N)
101.83	25	76.83	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7061183.77	- 7710288.97
101.51	25	76.51	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7031505.25	- 7680610.44
102.68	25	77.68	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7139237.26	- 7788342.45
104.45	25	79.45	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7301758.74	- 7950863.93
105.14	25	80.14	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 7364940.55	- 8014045.74
98.23	25	73.23	254152.39	0.3	6.385	37946.11	207000	1.17E-05	- 1622762.98	973657.8	- 6729554.26	- 7378659.46

L (m)	I (m4)	As (m2)	r (m)	L/r	Pcr (kN)	σ_{cr} (N/M2)	Fax (kN)	Occurs Failure (Pcr<Fax)
150.60	0.0017	0.0379	0.2085	722.12	7425.84	6459.190582	7686.29	1
142.71	0.0017	0.0379	0.2085	684.30	8269.28	7192.837564	7738.90	0
155.07	0.0017	0.0379	0.2085	743.56	7003.81	6092.093896	7845.95	1
186.07	0.0017	0.0379	0.2085	892.23	4864.17	4230.982454	7508.27	1
147.71	0.0017	0.0379	0.2085	708.26	7719.32	6714.466996	7756.26	1
114.58	0.0017	0.0379	0.2085	549.43	12827.43	11157.6314	7827.57	0
171.45	0.0017	0.0379	0.2085	822.14	5728.89	4983.140398	7758.19	1
121.41	0.0017	0.0379	0.2085	582.15	11426.04	9938.665386	7704.80	0
185.79	0.0017	0.0379	0.2085	890.90	4878.80	4243.708101	7733.33	1

L (m)	I (m4)	As (m2)	r (m)	L/r	Pcr (kN)	σ_{cr} (N/M2)	Fax (kN)	Occurs Failure (Pcr<Fax)
82.37	0.0017	0.0379	0.2085	394.99	24820.17	21589.23229	7830.61	0
131.21	0.0017	0.0379	0.2085	629.17	9781.95	8508.599431	7509.91	0
147.99	0.0017	0.0379	0.2085	709.63	7689.68	6688.687243	7830.53	1
106.68	0.0017	0.0379	0.2085	511.52	14799.24	12872.76487	7594.95	0
154.51	0.0017	0.0379	0.2085	740.87	7054.72	6136.378139	7503.20	1
123.64	0.0017	0.0379	0.2085	592.86	11016.85	9582.744399	7827.19	0
130.33	0.0017	0.0379	0.2085	624.94	9914.92	8624.258314	7724.31	0
143.94	0.0017	0.0379	0.2085	690.20	8128.69	7070.543811	7367.59	0
187.39	0.0017	0.0379	0.2085	898.54	4796.12	4171.787741	7616.49	1

L (m)	I (m4)	As (m2)	r (m)	L/r	Pcr (kN)	σ_{cr} (N/M2)	Fax (kN)	Occurs Failure (Pcr<Fax)
157.99	0.0017	0.0379	0.2085	757.60	6746.63	5868.396753	7586.24	1
134.18	0.0017	0.0379	0.2085	643.43	9353.30	8135.747423	7634.99	0
101.81	0.0017	0.0379	0.2085	488.20	16247.12	14132.16932	7681.59	0
97.35	0.0017	0.0379	0.2085	466.83	17768.74	15455.7152	7232.63	0
130.00	0.0017	0.0379	0.2085	623.38	9964.53	8667.405809	7880.53	0
169.98	0.0017	0.0379	0.2085	815.09	5828.43	5069.71768	7444.18	1
190.26	0.0017	0.0379	0.2085	912.32	4652.35	4046.735767	7554.31	1
143.74	0.0017	0.0379	0.2085	689.23	8151.50	7090.385457	7653.33	0
142.05	0.0017	0.0379	0.2085	681.14	8346.39	7259.90844	7565.45	0

L (m)	I (m4)	As (m2)	r (m)	L/r	Pcr (kN)	σ_{cr} (N/M2)	Fax (kN)	Occurs Failure (Pcr<Fax)
157.05	0.0017	0.0379	0.2085	753.06	6828.18	5939.329826	7440.65	1
178.25	0.0017	0.0379	0.2085	854.71	5300.66	4610.655394	7692.36	1
168.39	0.0017	0.0379	0.2085	807.45	5939.36	5166.213025	7774.26	1
106.50	0.0017	0.0379	0.2085	510.70	14846.94	12914.26027	7605.31	0
158.53	0.0017	0.0379	0.2085	760.16	6701.23	5828.908773	7731.43	1
168.24	0.0017	0.0379	0.2085	806.73	5949.86	5175.342349	7461.10	1
191.19	0.0017	0.0379	0.2085	916.79	4607.07	4007.346931	7757.10	1
216.17	0.0017	0.0379	0.2085	1036.55	3603.99	3134.848502	7852.78	1
127.85	0.0017	0.0379	0.2085	613.04	10303.50	8962.255494	7883.80	0

L (m)	I (m4)	As (m2)	r (m)	L/r	Pcr (kN)	σ_{cr} (N/M2)	Fax (kN)	Occurs Failure (Pcr<Fax)
104.92	0.0017	0.0379	0.2085	503.08	15300.08	13308.40904	7577.71	0
126.01	0.0017	0.0379	0.2085	604.25	10605.51	9224.948911	7887.69	0
124.67	0.0017	0.0379	0.2085	597.79	10836.01	9425.442581	7655.41	0
160.20	0.0017	0.0379	0.2085	768.20	6561.73	5707.562872	7199.50	1
119.35	0.0017	0.0379	0.2085	572.30	11822.79	10283.76886	7772.33	0
195.23	0.0017	0.0379	0.2085	936.16	4418.44	3843.277105	8236.13	1
134.87	0.0017	0.0379	0.2085	646.70	9258.97	8053.69519	7710.29	0
99.31	0.0017	0.0379	0.2085	476.22	17074.91	14852.20857	7680.61	0
219.08	0.0017	0.0379	0.2085	1050.52	3508.80	3052.047654	7788.34	1

L (m)	I (m ⁴)	As (m ²)	r (m)	L/r	P _{cr} (kN)	σ _{cr} (N/M ²)	F _{ax} (kN)	Occurs Failure (P _{cr} <F _{ax})
139.40	0.0017	0.0379	0.2085	668.46	8665.94	7537.862935	7950.86	0
132.83	0.0017	0.0379	0.2085	636.96	9544.37	8301.94527	8014.05	0
132.71	0.0017	0.0379	0.2085	636.36	9562.41	8317.634636	7378.66	0

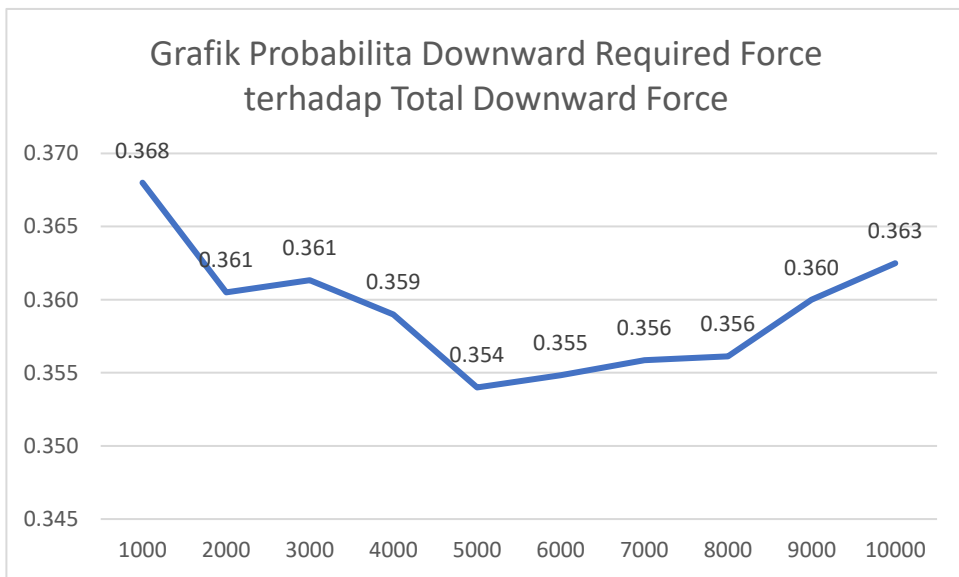
Distribusi Normal	H _{tb} (m)	q _s (N)	F _b (N)	W _s (N/m)	q (N/m)	δ (m)	F _{ax} (N)	I (m ⁴)	E (N/m ²)	W _{req} (N/m)	Occurs Failure (SF<1.2)
0.95	0.61	19638.68	3586.55	1408.11	21046.79	1.9	7686292.61	0.00165	2.07E+11	18249.09	0
0.83	0.49	14821.62	3586.55	1408.11	16229.73	1.9	7738900.00	0.00165	2.07E+11	18419.87	1
1.02	0.69	23003.04	3586.55	1408.11	24411.15	1.9	7845954.62	0.00165	2.07E+11	18767.39	0
1.02	0.68	22659.15	3586.55	1408.11	24067.26	1.9	7508265.12	0.00165	2.07E+11	17671.16	0
1.72	1.38	63268.23	3586.55	1408.11	64676.34	1.9	7756258.60	0.00165	2.07E+11	18476.22	0
0.97	0.63	20348.37	3586.55	1408.11	21756.48	1.9	7827574.71	0.00165	2.07E+11	18707.73	0
1.22	0.88	32598.46	3586.55	1408.11	34006.57	1.9	7758186.85	0.00165	2.07E+11	18482.48	0
0.77	0.43	12440.96	3586.55	1408.11	13849.07	1.9	7704801.20	0.00165	2.07E+11	18309.17	1
0.67	0.33	9149.964	3586.55	1408.11	10558.08	1.9	7733333.99	0.00165	2.07E+11	18401.80	1

Distribusi Normal	Htb (m)	qs (N)	Fb (N)	Ws (N/m)	q (N/m)	δ (m)	Fax (N)	I (m ⁴)	E (N/m ²)	Wreq (N/m)	Occurs Failure (SF<1.2)
1.29	0.95	36257.73	3586.55	1408.11	37665.84	1.9	7830613.55	0.00165	2.07E+11	18717.59	0
1.40	1.07	42850.81	3586.55	1408.11	44258.92	1.9	7509911.50	0.00165	2.07E+11	17676.51	0
0.90	0.56	17441.06	3586.55	1408.11	18849.17	1.9	7830528.29	0.00165	2.07E+11	18717.31	0
1.95	1.61	80009.39	3586.55	1408.11	81417.50	1.9	7594946.28	0.00165	2.07E+11	17952.55	0
1.07	0.73	24925.28	3586.55	1408.11	26333.40	1.9	7503196.55	0.00165	2.07E+11	17654.71	0
0.92	0.58	18443.53	3586.55	1408.11	19851.64	1.9	7827191.87	0.00165	2.07E+11	18706.48	0
0.60	0.26	6898.786	3586.55	1408.11	8306.90	1.9	7724307.72	0.00165	2.07E+11	18372.50	1
0.84	0.50	15171.1	3586.55	1408.11	16579.21	1.9	7367593.37	0.00165	2.07E+11	17214.51	1
0.98	0.64	21031.5	3586.55	1408.11	22439.61	1.9	7616487.66	0.00165	2.07E+11	18022.48	0
0.50	0.17	4016.254	3586.55	1408.11	5424.36	1.9	7586243.18	0.00165	2.07E+11	17924.30	1
1.44	1.10	45047.9	3586.55	1408.11	46456.01	1.9	7634992.70	0.00165	2.07E+11	18082.56	0
0.09	-0.24	-4187.77	3586.55	1408.11	-2779.66	1.9	7681588.02	0.00165	2.07E+11	18233.82	1
0.76	0.42	12102.76	3586.55	1408.11	13510.87	1.9	7232630.48	0.00165	2.07E+11	16776.38	1
0.57	0.24	6056.078	3586.55	1408.11	7464.19	1.9	7880532.13	0.00165	2.07E+11	18879.64	1
1.12	0.79	27721.49	3586.55	1408.11	29129.60	1.9	7444181.91	0.00165	2.07E+11	17463.13	0
0.68	0.35	9498.931	3586.55	1408.11	10907.04	1.9	7554307.87	0.00165	2.07E+11	17820.63	1
0.72	0.38	10580.71	3586.55	1408.11	11988.82	1.9	7653328.96	0.00165	2.07E+11	18142.08	1
1.07	0.73	25017.27	3586.55	1408.11	26425.38	1.9	7565450.39	0.00165	2.07E+11	17856.80	0
1.13	0.79	27983.64	3586.55	1408.11	29391.75	1.9	7440649.56	0.00165	2.07E+11	17451.67	0
0.95	0.61	19663.37	3586.55	1408.11	21071.48	1.9	7692363.79	0.00165	2.07E+11	18268.80	0
0.89	0.55	17283.9	3586.55	1408.11	18692.02	1.9	7774261.91	0.00165	2.07E+11	18534.66	0
0.55	0.21	5194.658	3586.55	1408.11	6602.77	1.9	7605312.05	0.00165	2.07E+11	17986.20	1
0.78	0.45	13079.27	3586.55	1408.11	14487.39	1.9	7731430.04	0.00165	2.07E+11	18395.62	1
1.47	1.13	46721.47	3586.55	1408.11	48129.58	1.9	7461095.17	0.00165	2.07E+11	17518.04	0

Distribusi Normal	Htb (m)	qs (N)	Fb (N)	Ws (N/m)	q (N/m)	δ (m)	Fax (N)	I (m ⁴)	E (N/m ²)	Wreq (N/m)	Occurs Failure (SF<1.2)
1.38	1.05	41643.15	3586.55	1408.11	43051.26	1.9	7757101.59	0.00165	2.07E+11	18478.95	0
0.98	0.64	20955.71	3586.55	1408.11	22363.82	1.9	7852780.91	0.00165	2.07E+11	18789.55	0
0.82	0.48	14423.46	3586.55	1408.11	15831.58	1.9	7883799.23	0.00165	2.07E+11	18890.25	1
0.67	0.33	9090.284	3586.55	1408.11	10498.40	1.9	7577711.03	0.00165	2.07E+11	17896.60	1
1.06	0.72	24619.26	3586.55	1408.11	26027.37	1.9	7887692.32	0.00165	2.07E+11	18902.88	0
1.06	0.72	24781.48	3586.55	1408.11	26189.60	1.9	7655406.85	0.00165	2.07E+11	18148.82	0
1.03	0.69	23266.06	3586.55	1408.11	24674.17	1.9	7199501.64	0.00165	2.07E+11	16668.84	0
1.09	0.75	25878.44	3586.55	1408.11	27286.55	1.9	7772326.19	0.00165	2.07E+11	18528.38	0
1.02	0.68	22649.24	3586.55	1408.11	24057.35	1.9	8236134.64	0.00165	2.07E+11	20034.02	0
1.07	0.73	25062.86	3586.55	1408.11	26470.97	1.9	7710288.97	0.00165	2.07E+11	18326.99	0
1.10	0.76	26658.23	3586.55	1408.11	28066.34	1.9	7680610.44	0.00165	2.07E+11	18230.64	0
0.65	0.32	8504.541	3586.55	1408.11	9912.65	1.9	7788342.45	0.00165	2.07E+11	18580.37	1
1.27	0.94	35503.1	3586.55	1408.11	36911.22	1.9	7950863.93	0.00165	2.07E+11	19107.96	0
1.16	0.82	29508.86	3586.55	1408.11	30916.98	1.9	8014045.74	0.00165	2.07E+11	19313.06	0
1.26	0.92	34582.42	3586.55	1408.11	35990.53	1.9	7378659.46	0.00165	2.07E+11	17250.43	0
1.69	1.35	61178.28	3586.55	1408.11	62586.39	1.9	7552632.41	0.00165	2.07E+11	17815.19	0

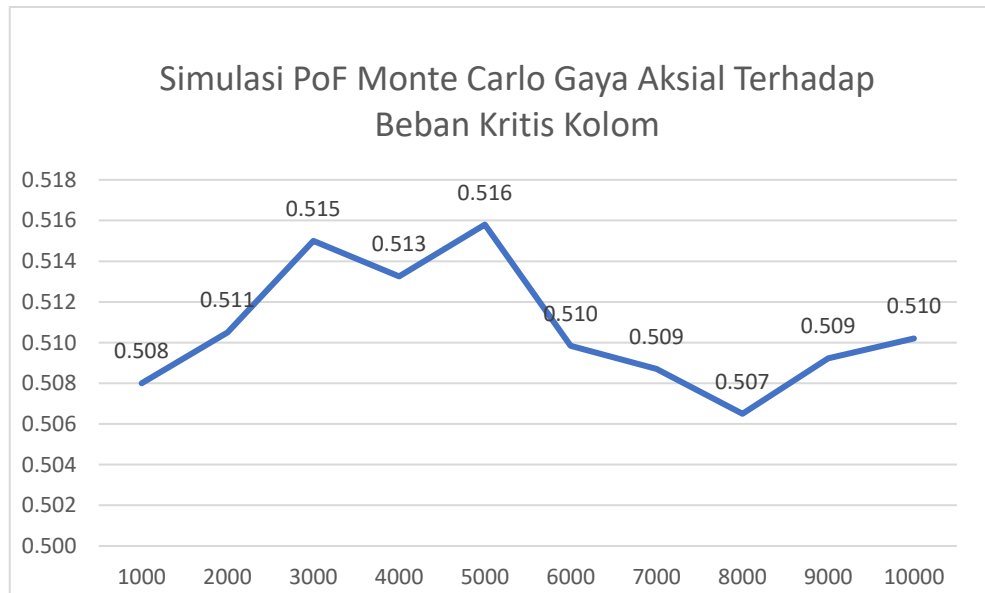
Probabilita MK1

Gaya Downward Required Force terhadap Total Downward Force			
Jumlah Simulasi	Probabilita	%	Annual Pof
1000	0.368	36.80	
2000	0.361	36.05	
3000	0.361	36.13	
4000	0.359	35.90	
5000	0.354	35.40	
6000	0.355	35.48	
7000	0.356	35.59	
8000	0.356	35.61	
9000	0.360	36.00	
10000	0.363	36.25	5.06E-05



Probabilita MK2

Gaya Aksial Terhadap Beban Kritis Kolom			
Jumlah Simulasi	Probabilita	%	Annual Pof
1000	0.508	50.80	
2000	0.511	51.05	
3000	0.515	51.50	
4000	0.513	51.33	
5000	0.516	51.58	
6000	0.510	50.98	
7000	0.509	50.87	
8000	0.507	50.65	
9000	0.509	50.92	
10000	0.510	51.02	4.89E-04



LAMPIRAN D: Permodelan Software AUTOPIPE

KP0910
01/07/2019
03:55 AM
Advanced 11.01.00.17

BENTLEY
AutoPIPE

[illegible]

Pipe Stress Analysis and Design Program

Version: 11.01.00.17

Edition: Advanced

Developed and Maintained by

BENTLEY SYSTEMS, INCORPORATED
1600 Riviera Ave., Suite 300
Walnut Creek, CA 94596

KP0910
01/07/2019
03:55 AM
Advanced 11.01.00.17

BENTLEY
AutoPIPE

**
** AUTOPIPE SYSTEM INFORMATION **
**

SYSTEM NAME : KP0910

PROJECT ID : TUGAS AKHIR

PREPARED BY : _____
CINDYUMM

CHECKED BY : _____

1ST APPROVER : _____

2ND APPROVER : _____

PIPING CODE : ASME B31.8
YEAR : 2016
VERTICAL AXIS : Y
AMBIENT TEMPERATURE : 25.0 deg C
COMPONENT LIBRARY : AUTOPIPE
MATERIAL LIBRARY : B318-16
MODEL REVISION NUMBER : 4

```

-----
KP0910
01/07/2019 TUGAS AKHIR
03:55 AM
MODEL PAGE 1
-----
BENTLEY
AutoPIPE Advanced 11.01.00.17
-----

```

C O M P O N E N T D A T A L I S T I N G

*** SEGMENT A

From A00 to A01, DX= 100000.00 mm, DY= -550.00 mm, DZ= 3069.00 mm, L= 100048.59 mm

PIPE DATA:

Pipe Id= 24''60, Material= 5LX-X65, Poisson= 0.300, Nom Size= Non-standard, OD= 610.00 mm, Sch= Non-standard,
Wall Thk= 20.500 mm, Mill= 2.562 mm, Cor= 0 mm, Pipe Density= 7833.03 kg/m3, Pipe Unit Wgt= 2916.34 N/m,
Insul Thk= 17.500 mm, Insul Material= OTHER, Insul Density= 7850.00 kg/m3, Insul Unit Wgt= 2655.78 N/m,
Cladding Material = OTHER, Cladding Thickness = 3.000 mm, Cladding Density = 7850.00 kg/m3,
Cladding Unit Wgt = 470.15 N/m, Lining Thk= 0 mm, Long Weld faktor= 1.00, Circ Weld faktor= 1.00,
Long Modulus= 0.20314 E6 N/mm2, Hoop Modulus= 0.20314 E6 N/mm2, Shear Modulus= 0.07813 E6 N/mm2,
Syc= 448.2 N/mm2, Suc= 530.9 N/mm2

OPERATING DATA:

P1= 13.5260 N/mm2, P2= 13.5260 N/mm2, T1= 105.00 deg C, T2= 115.00 deg C, Exp1= 0.93428 mm/m, Exp2= 1.05228 mm/m, E1= 0.19787 E6 N/mm2, E2= 0.19724 E6 N/mm2, Syl= 448.16 N/mm2, Sy2= 448.16 N/mm2

POINT DATA:

A00, Coordinates, X= 0.00 mm, Y= -2150.00 mm, Z= 150657.02 mm, Piping Restraint = Unrestrained

SUPPORT DATA:

A00, Anchor, KTX= Rigid, KTY= Rigid, KTZ= Rigid, KRX= Rigid, KRY= Rigid, KRZ= Rigid

SOIL DATA:

Soil Id= SAND, 1 point(s) at 77470.00 mm
Horz K1= 5.005 N/mm/mm, Horz P1= 102470.50 N/m, Horz K2= 0.000 N/mm/mm, Long K1= 0.950 N/mm/mm,
Long P1= 23170.559 N/m, Long k2= 0.000 N/mm/mm, Vert Up K1= 1.678 N/mm/mm, Vert Up P1= 67116.023 N/m,
Vert Up K2= 0.000 N/mm/mm, Vert Dn K1= 5.613 N/mm/mm, Vert Dn P1= 513326.12 N/m, Vert Dn K2= 0.000 N/mm/mm

From A01 to A02, DX= 100000.00 mm, DY= 450.00 mm, DZ= 2870.99 mm, L= 100042.22 mm

POINT DATA:

A01, Coordinates, X= 100000.00 mm, Y= -2700.00 mm, Z= 153726.00 mm, Piping Restraint = Unrestrained

SOIL DATA:

Soil Id= SAND, 1 point(s) at 77470.00 mm

From A02 to A03, DX= 100000.00 mm, DY= 500.00 mm, DZ= 2953.00 mm, L= 100044.84 mm

POINT DATA:

A02, Coordinates, X= 200000.00 mm, Y= -2250.00 mm, Z= 156597.00 mm, Piping Restraint = Unrestrained

SOIL DATA:

Soil Id= SAND, 1 point(s) at 77470.00 mm

From A03 to A04, DX= 100000.00 mm, DZ= 2930.00 mm, L= 100042.91 mm Run

POINT DATA:

A03, Coordinates, X= 300000.00 mm, Y= -1750.00 mm, Z= 159550.00 mm, Piping Restraint = Unrestrained

```

-----
KP0910
01/07/2019 TUGAS AKHIR
03:55 AM
MODEL PAGE 2
-----

```

```

BENTLEY
AutoPIPE Advanced 11.01.00.17

```

C O M P O N E N T D A T A L I S T I N G

SOIL DATA:

Soil Id= SAND, 1 point(s) at 77470.00 mm

From A04 to A05, DX= 100000.00 mm, DY= 50.00 mm, DZ= 2889.99 mm, L= 100041.76 mm

POINT DATA:

A04, Coordinates, X= 400000.00 mm, Y= -1750.00 mm, Z= 162480.00 mm, Piping Restraint = Unrestrained

SOIL DATA:

Soil Id= SAND, 1 point(s) at 77470.00 mm

From A05 to A06, DX= 100000.00 mm, DZ= 3000.00 mm, L= 100044.99 mm Run

POINT DATA:

A05, Coordinates, X= 500000.00 mm, Y= -1700.00 mm, Z= 165370.00 mm, Piping Restraint = Unrestrained

SOIL DATA:

Soil Id= SAND, 1 point(s) at 77470.00 mm

From A06 to A07, DX= 100000.00 mm, DY= 600.00 mm, DZ= 2837.00 mm, L= 100042.04 mm

POINT DATA:

A06, Coordinates, X= 600000.00 mm, Y= -1700.00 mm, Z= 168370.00 mm, Piping Restraint = Unrestrained

SOIL DATA:

Soil Id= SAND, 1 point(s) at 77470.00 mm

From A07 to A08, DX= 100000.00 mm, DY= 50.00 mm, DZ= 2903.00 mm, L= 100042.14 mm

POINT DATA:

A07, Coordinates, X= 700000.00 mm, Y= -1100.00 mm, Z= 171207.00 mm, Piping Restraint = Unrestrained

SOIL DATA:

Soil Id= SAND, 1 point(s) at 77470.00 mm

From A08 to A09, DX= 100000.00 mm, DY= -50.00 mm, DZ= 2956.00 mm, L= 100043.69 mm

POINT DATA:

A08, Coordinates, X= 800000.00 mm, Y= -1050.00 mm, Z= 174110.00 mm, Piping Restraint = Unrestrained

SOIL DATA:

Soil Id= SAND, 1 point(s) at 77470.00 mm

From A09 to A10, DX= 100000.00 mm, DZ= 2929.00 mm, L= 100042.88 mm Run

POINT DATA:

A09, Coordinates, X= 900000.00 mm, Y= -1100.00 mm, Z= 177066.00 mm, Piping Restraint = Restrained

A10, Coordinates, X= 1000000 mm, Y= -1100.00 mm, Z= 179995.00 mm, Piping Restraint = Restrained

```

-----
KP0910
01/07/2019 TUGAS AKHIR
03:55 AM
MODEL PAGE 3
BENTLEY
AutoPIPE Advanced 11.01.00.17
-----

```

COMPONENT DATA LISTING

```

SUPPORT DATA:
  A10, Anchor, KTX= Rigid, KTY= Rigid, KTZ= Rigid, KRX= Rigid, KRY= Rigid, KRZ= Rigid

SOIL DATA:
  Soil Id= SAND, 1 point(s) at 77470.00 mm
  Soil Id= SAND, End at A10
-----

```

Number of points in the system (Pipe + Frame + Soil): 11 + 0 + 10 = 21

```

Weight of Empty Pipes + Weight of Contents = Total Weight of System
616419.1 kg      +      0.0 kg      =      616419.1 kg
-----

```

```

-----
KP0910
01/07/2019 TUGAS AKHIR
03:55 AM
MODEL PAGE 4
BENTLEY
AutoPIPE Advanced 11.01.00.17
-----

```

COORDINATES DATA LISTING

```

POINT  -----COORDINATE (mm) -----
NAME      X          Y          Z
-----
*** SEGMENT A
A00      0.00      -2150.00    150657.02
A01     100000.00    -2700.00    153726.00
A02     200000.00    -2250.00    156597.00
A03     300000.00    -1750.00    159550.00
A04     400000.00    -1750.00    162480.00
A05     500000.00    -1700.00    165370.00
A06     600000.00    -1700.00    168370.00
A07     700000.00    -1100.00    171207.00
A08     800000.00    -1050.00    174110.00
A09     900000.00    -1100.00    177066.00
A10    1000000.00    -1100.00    179995.00
-----

```

```

-----
KP0910
01/07/2019 TUGAS AKHIR
03:55 AM
MODEL PAGE 5
BENTLEY
AutoPIPE Advanced 11.01.00.17
-----

```

SEGMENT DATA LISTING

Segment Name	First Node	Last Node	Line Number	Apply Wind	Apply Bowing	Apply Buoyancy
A	A00	A10		No	No	No

```

-----

```

```

-----
KP0910
01/07/2019 TUGAS AKHIR
03:55 AM
MODEL PAGE 6
BENTLEY
AutoPIPE Advanced 11.01.00.17
-----

```

PIPE DATA LISTING

Pipe ID/ Composition/ Material CladMaterial ---Line Class---	Nom/ O.D. Sch mm	W.Th. Clad	Corr Mill	Thickness (mm) Insu	Ling	Spec Grav/ InsMt	InsuDen/ LingDen/ CladDen kg/m3	Weight (N/m) Pipe/ Cont	Ling/ Insu/ Clad	Total	ZC
Tag No. : <None>											
24''60	NS	610.00	20.50	0	2.56	18	0	7850.000	2916	0	6042 1.00
5LX-X65							Other	0.000	0	2656	1.00
Other				3.00				7850.000		470	

KP0910
 01/07/2019 TUGAS AKHIR
 03:55 AM
 MODEL PAGE 7

BENTLEY
 AutoPIPE Advanced 11.01.00.17

M A T E R I A L D A T A L I S T I N G

Material Name	Pipe ID	Density kg/m3	Pois. Ratio	Temper. deg C	Modulus E6 N/mm2 Axial	Hoop	Shear	Expans. mm/m	Composition
5LX-X65	24''60	7833.0	0.30	25.0	0.20314	0.20314	0.07813		
				105.0	0.19787			0.9343	
				115.0	0.19724			1.0523	

KP0910
 01/07/2019 TUGAS AKHIR
 03:55 AM
 MODEL PAGE 8

BENTLEY
 AutoPIPE Advanced 11.01.00.17

M A T E R I A L A L L O W A B L E D A T A L I S T I N G

Material Name	Pipe ID	Temper. deg C	Yield N/mm2
5LX-X65	24''60	25.0	448.16

KP0910
 01/07/2019 TUGAS AKHIR
 03:55 AM
 MODEL PAGE 9

BENTLEY
 AutoPIPE Advanced 11.01.00.17

OPERATING TEMPERATURE AND PRESSURE DATA STRESSES IN N/mm2

POINT NAME	CASE	PRESS. N/mm2	TEMPER deg C	EXPAN. mm/m	MODULUS E6 N/mm	YIELD STRESS
*** SEGMENT A						
A00	T1	13.5260	105	0.934	0.19787	448.16
	T2	13.5260	115	1.052	0.19724	448.16
A10	Same as previous point.					

u User-defined value
 * Non-code material for allowable stress;
 Non-standard material for expansion and modulus

KP0910
 01/07/2019 TUGAS AKHIR

BENTLEY

SOIL DATA LISTING

SOIL STIFFNESS PROPERTIES (SAND)

Dirn	Auto	Initial K (N/mm/mm)	Auto	Yield P (N/m)	Final K (N/mm/mm)	Yield disp (mm)
Low Stiffness						
Horiz.	Y	5.005	Y	102470.50	0.000	20.4716
Long.	Y	0.950	Y	23170.559	0.000	24.4000
Vert. Up	Y	1.678	Y	67116.023	0.000	40.0000
Vert. Dn	Y	5.613	Y	513326.12	0.000	91.4543
High Stiffness						
Horiz.	Y	15.642	Y	102470.50	0.000	6.5509
Long.	Y	2.279	Y	23170.559	0.000	10.1667
Vert. Up	Y	3.356	Y	67116.023	0.000	20.0000
Vert. Dn	Y	8.415	Y	513326.12	0.000	61.0000
Average Stiffness						
Horiz.	Y	10.324	Y	102470.50	0.000	9.9256
Long.	Y	1.341	Y	23170.559	0.000	17.2833
Vert. Up	Y	2.237	Y	67116.023	0.000	30.0000
Vert. Dn	Y	6.734	Y	513326.12	0.000	76.2271

KP0910

01/07/2019 TUGAS AKHIR

03:55 AM

MODEL PAGE 11

BENTLEY

AutoPIPE Advanced 11.01.00.17

SOIL PARAMETERS (SAND)

Calculation Method : AutoPIPE
Soil Type : Loose Sand
Pipe Direction : Horizontal

Parameters	Low	High	Average
Outside Diameter, D [mm]	610.00		
Depth to Centerline, H [mm]	2305.00		
Effective Unit Wt. above pipe [kg/m3]	1601.85	1601.85	1601.85
Effective Unit Wt. below pipe [kg/m3]	1601.85	1601.85	1601.85
Dry Unit Wt. above pipe [kg/m3]	1601.85	1601.85	1601.85
Soil Cohesion, c [N/m2]	0.00	0.00	0.00
Friction Angle, phi [deg]	30.00	30.00	30.00
Coating Faktor, f	0.80	0.80	0.80
Coefficient of pressure at rest, K0	0.50	0.50	0.50
Horizontal Stiffness Parameter, ki [lb/in3]	8.00	25.00	16.50
Longitudinal Yield Displacement, y1L [mm]	10.17	24.40	17.28
Vertical Up Yield Displacement, y1u [mm]	20.00	40.00	30.00
Vertical Dn Yield Displacement, y1d [mm]	61.00	91.45	76.23

Computed soil parameters (AutoPIPE Method):

Longitudinal	Adhesion alpha	1.03	1.03	1.03
	Pipe/Soil delta=f*phi [deg]	24.00	24.00	24.00
Horizontal	Rc	0.00	0.00	0.00
	Rs	4.64	4.64	4.64
Vertical Up	Fc	5.15	5.15	5.15
	Fq	2.47	2.47	2.47
	Soil Weight on top Ws [N/m]	19791.87	19791.87	19791.87

Vertical Down	Nc (Saturated if $\phi=0$)	30.14	30.14	30.14
	Nq	18.40	18.40	18.40
	Ngamma	18.17	18.17	18.17

```

-----
KP0910
01/07/2019 TUGAS AKHIR
03:55 AM
MODEL PAGE 12
-----

```

```

BENTLEY
AutoPIPE Advanced 11.01.00.17

```

VIRTUAL ANCHOR DATA (SAND)

```

-----
Pipe Identifier      : 24''60
Point name for temp. data : A00
Operating Case      : OP1
Thermal Expansion    : 0.934 mm/m
Temperature Change   : 80.000 deg C
Operating Pressure   : 13.526 N/mm2
Virtual Anchor lengths Lm : 362287.19 mm
                      La  : 724574.38 mm
                      Lb  : 7123.556 mm

```

```

-----
KP0910
01/07/2019 TUGAS AKHIR
03:55 AM
MODEL PAGE 13
-----

```

```

BENTLEY
AutoPIPE Advanced 11.01.00.17

```

C E N T E R O F G R A V I T Y R E P O R T

Description Z CoG (mm)	Weight (kg)	X CoG (mm)	Y CoG (mm)
-----	-----	-----	-----
Valve 0.00	: 0.00	0.00	0.00
Support 0.00	: 0.00	0.00	0.00
Flange 0.00	: 0.00	0.00	0.00
Flexible Joint 0.00	: 0.00	0.00	0.00
Additional Weight 0.00	: 0.00	0.00	0.00
Pipes (Run, Bend, Tee, Reducer) 165380.12	: 297518.66	499997.34	-1672.50
PipeTot (Valve+Support+Flange+Flex. Jt.+Add. Wt.+Pipes): 165380.12	297518.66	499997.34	-1672.50
Insulation 165380.09	: 270936.69	499997.25	-1672.50
Cladding 165380.11	: 47963.80	499997.25	-1672.50
Lining 0.00	: 0.00	0.00	0.00
Contents 0.00	: 0.00	0.00	0.00
Beam 0.00	: 0.00	0.00	0.00
PipeTot + Ins. 165380.09	: 568455.44	499997.25	-1672.50
PipeTot + Ins. + Clad. 165380.11	: 616419.19	499997.25	-1672.50
PipeTot + Ins. + Clad. + Lin. 165380.11	: 616419.19	499997.25	-1672.50
PipeTot + Ins. + Clad. + Lin. + Cont. 165380.11	: 616419.19	499997.25	-1672.50

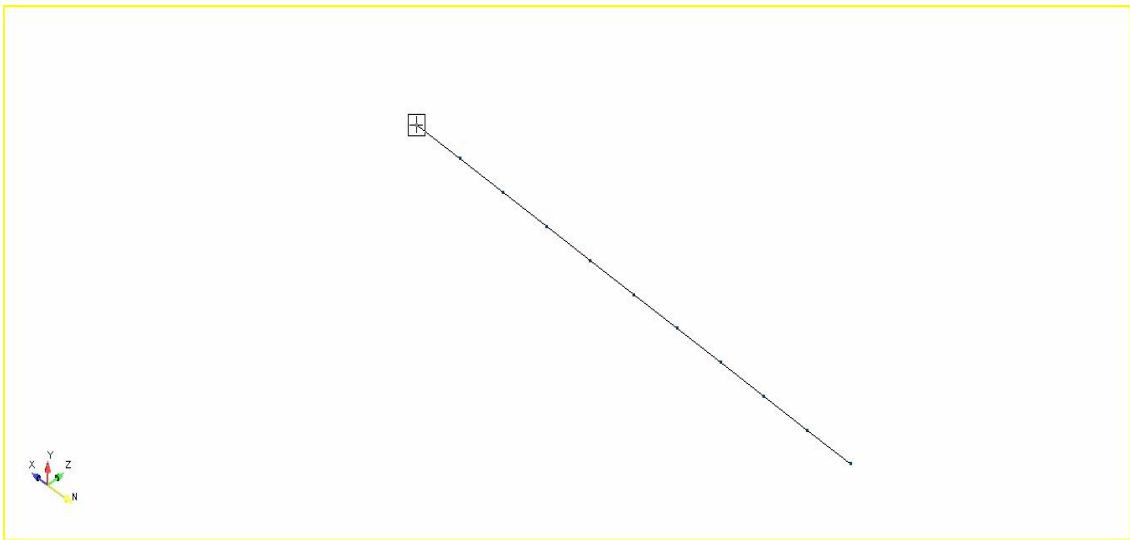
PipeTot + Beam	:	297518.66	499997.34	-1672.50
165380.12				
PipeTot + Ins. + Beam	:	568455.44	499997.25	-1672.50
165380.09				
PipeTot + Ins. + Clad. + Beam	:	616419.19	499997.25	-1672.50
165380.11				
PipeTot + Ins. + Clad. + Lin. + Beam	:	616419.19	499997.25	-1672.50
165380.11				
PipeTot + Ins. + Clad. + Lin. + Cont. + Beam	:	616419.19	499997.25	-1672.50
165380.11				

NOTE: COG report only includes the currently visible beams and segments.
 All pipe segments are included.
 No beams present in the model.

AutoPIPE®

MODEL RESULT REPORTS

MODEL SNAPSHOT



Displacement							
Point Name	Load Combination	Translation X [mm]	Translation Y [mm]	Translation Z [mm]	Rotations X [deg]	Rotations Y [deg]	Rotations Z [deg]
A00	Gravity{1}	6.356519e-07	-4.985149e-05	1.965402e-08	1.921604e-09	6.177251e-13	-6.374115e-08
A00	Thermal 1{1}	-0.004112111	1.967044e-05	-0.0001256357	-3.916072e-10	2.734483e-09	1.306371e-08
A00	Thermal 2{1}	-0.004631474	2.215483e-05	-0.0001415036	-4.410674e-10	3.07985e-09	1.471367e-08
A00	Pressure 1{1}	-0.0007851524	3.755806e-06	-2.398845e-05	-7.477213e-11	5.221128e-10	2.49434e-09
A00	Pressure 2{1}	-0.0007851524	3.755806e-06	-2.398845e-05	-7.477213e-11	5.221128e-10	2.49434e-09
A00	GT1{1}	-0.004111475	-3.018105e-05	-0.000125616	1.529997e-09	2.735101e-09	-5.067744e-08
A00	GT2{1}	-0.004630838	-2.769667e-05	-0.0001414839	1.480537e-09	3.080468e-09	-4.902749e-08
A00	GT1P1{1}	-0.004896628	-2.642525e-05	-0.0001496045	1.455225e-09	3.257214e-09	-4.81831e-08
A00	GT2P2{1}	-0.00541599	-2.394086e-05	-0.0001654723	1.405765e-09	3.602581e-09	-4.653315e-08
A00	Gravity{1}	-0.002283269	-1.364563	-7.619847e-05	2.51849e-05	2.489303e-08	-0.0009905221
A00	Thermal 1{1}	-9.123846e-05	0.1104497	-0.02377463	1.033174e-05	-7.697342e-05	-0.0003785147
A00	Thermal 2{1}	-0.000102762	0.1243996	-0.02677737	1.163664e-05	-8.66952e-05	-0.0004263213
A00	Pressure 1{1}	-1.742076e-05	0.02108889	-0.004539445	1.972707e-06	-1.469704e-05	-7.227229e-05
A00	Pressure 2{1}	-1.742076e-05	0.02108889	-0.004539445	1.972707e-06	-1.469704e-05	-7.227229e-05
A00	GT1{1}	-0.002374507	-1.254113	-0.02385082	3.551664e-05	-7.694852e-05	-0.001369037
A00	GT2{1}	-0.002386031	-1.240163	-0.02685357	3.682154e-05	-8.667031e-05	-0.001416843
A00	GT1P1{1}	-0.002391928	-1.233024	-0.02839027	3.748935e-05	-9.164556e-05	-0.001441309

Displacement							
Point Name	Load Combination	Translation X [mm]	Translation Y [mm]	Translation Z [mm]	Rotations X [deg]	Rotations Y [deg]	Rotations Z [deg]
A00	GT2P2{1}	-0.002403451	-1.219074	-0.03139302	3.879425e-05	-0.0001013674	-0.001489116
A01	Gravity{1}	-0.004727304	-0.9995447	-0.0001205764	-2.668966e-05	-1.184484e-08	0.0005297917
A01	Thermal 1{1}	-0.004555193	-0.4422227	0.09509321	-1.687432e-06	-1.907462e-05	-4.55412e-06
A01	Thermal 2{1}	-0.005130517	-0.4980758	0.1071035	-1.900556e-06	-2.148376e-05	-5.129308e-06
A01	Pressure 1{1}	-0.000869753	-0.08443649	0.01815677	-3.221926e-07	-3.642042e-06	-8.69548e-07
A01	Pressure 2{1}	-0.000869753	-0.08443649	0.01815677	-3.221926e-07	-3.642042e-06	-8.69548e-07
A01	GT1{1}	-0.009282498	-1.441767	0.09497263	-2.837709e-05	-1.908646e-05	0.0005252376
A01	GT2{1}	-0.009857821	-1.49762	0.106983	-2.859022e-05	-2.14956e-05	0.0005246624
A01	GT1P1{1}	-0.01015225	-1.526204	0.1131294	-2.869929e-05	-2.272851e-05	0.000524368
A01	GT2P2{1}	-0.01072757	-1.582057	0.1251397	-2.891241e-05	-2.513764e-05	0.0005237929
A01	Gravity{1}	-0.01156965	-1.097101	-0.0003342925	-4.496578e-06	-4.057106e-08	-0.0002130479
A01	Thermal 1{1}	-0.002186181	0.1199506	-0.01562443	-1.579681e-05	0.0001251478	0.0004292893
A01	Thermal 2{1}	-0.002462298	0.1351005	-0.01759781	-1.779195e-05	0.000140954	0.0004835088
A01	Pressure 1{1}	-0.000417422	0.02290296	-0.002983275	-3.016188e-06	2.389529e-05	8.196702e-05
A01	Pressure 2{1}	-0.000417422	0.02290296	-0.002983275	-3.016188e-06	2.389529e-05	8.196702e-05
A01	GT1{1}	-0.01375583	-0.9771502	-0.01595872	-2.029339e-05	0.0001251072	0.0002162414
A01	GT2{1}	-0.01403194	-0.9620003	-0.0179321	-2.228853e-05	0.0001409135	0.0002704609

Displacement							
Point Name	Load Combination	Translation X [mm]	Translation Y [mm]	Translation Z [mm]	Rotations X [deg]	Rotations Y [deg]	Rotations Z [deg]
A01	GT1P1{1}	-0.01417325	-0.9542472	-0.018942	-2.330957e-05	0.0001490025	0.0002982084
A01	GT2P2{1}	-0.01444937	-0.9390973	-0.02091537	-2.530472e-05	0.0001648088	0.0003524279
A02	Gravity{1}	-0.01503616	-1.071079	-0.0004383179	-1.191712e-05	-3.737901e-08	7.558398e-05
A02	Thermal 1{1}	6.078691e-05	-0.03803757	-0.03291123	5.619072e-06	-4.163293e-05	-0.0003255059
A02	Thermal 2{1}	6.846433e-05	-0.04284174	-0.03706794	6.328764e-06	-4.68912e-05	-0.0003666175
A02	Pressure 1{1}	1.160644e-05	-0.007262763	-0.006283957	1.072886e-06	-7.949248e-06	-6.215098e-05
A02	Pressure 2{1}	1.160644e-05	-0.007262763	-0.006283957	1.072886e-06	-7.949248e-06	-6.215098e-05
A02	GT1{1}	-0.01497537	-1.109116	-0.03334954	-6.298051e-06	-4.167031e-05	-0.0002499219
A02	GT2{1}	-0.0149677	-1.11392	-0.03750626	-5.588358e-06	-4.692858e-05	-0.0002910335
A02	GT1P1{1}	-0.01496377	-1.116379	-0.0396335	-5.225165e-06	-4.961956e-05	-0.0003120729
A02	GT2P2{1}	-0.01495609	-1.121183	-0.04379021	-4.515472e-06	-5.487783e-05	-0.0003531845
A02	Gravity{1}	-0.01507916	-1.07803	-0.0004468013	-8.381792e-06	-4.792204e-08	-2.564404e-05
A02	Thermal 1{1}	-0.0003452119	-0.04462552	0.005666004	-1.346759e-05	-3.157359e-05	0.0003074752
A02	Thermal 2{1}	-0.0003888124	-0.05026175	0.006381624	-1.516856e-05	-3.556136e-05	0.0003463095
A02	Pressure 1{1}	-6.591358e-05	-0.008520643	0.001081847	-2.571456e-06	-6.028553e-06	5.870826e-05
A02	Pressure 2{1}	-6.591358e-05	-0.008520643	0.001081847	-2.571456e-06	-6.028553e-06	5.870826e-05
A02	GT1{1}	-0.01542437	-1.122656	0.005219202	-2.184939e-05	-3.162151e-05	0.0002818312

Displacement							
Point Name	Load Combination	Translation X [mm]	Translation Y [mm]	Translation Z [mm]	Rotations X [deg]	Rotations Y [deg]	Rotations Z [deg]
A02	GT2{1}	-0.01546797	-1.128292	0.005934823	-2.355035e-05	-3.560928e-05	0.0003206655
A02	GT1P1{1}	-0.01549028	-1.131177	0.00630105	-2.442084e-05	-3.765007e-05	0.0003405394
A02	GT2P2{1}	-0.01553388	-1.136813	0.00701667	-2.612181e-05	-4.163784e-05	0.0003793738
A03	Gravity{1}	-0.01148932	-1.076158	-0.0003389138	-8.827614e-06	-2.652781e-08	7.939824e-06
A03	Thermal 1{1}	-0.001214362	0.2166231	0.01016678	-4.072486e-06	1.972553e-05	-3.103013e-05
A03	Thermal 2{1}	-0.001367736	0.2439828	0.01145085	-4.586844e-06	2.221687e-05	-3.494926e-05
A03	Pressure 1{1}	-0.0002318661	0.04136128	0.00194121	-7.775866e-07	3.766325e-06	-5.924787e-06
A03	Pressure 2{1}	-0.0002318661	0.04136128	0.00194121	-7.775866e-07	3.766325e-06	-5.924787e-06
A03	GT1{1}	-0.01270368	-0.859535	0.009827864	-1.29001e-05	1.9699e-05	-2.309031e-05
A03	GT2{1}	-0.01285705	-0.8321754	0.01111193	-1.341446e-05	2.219035e-05	-2.700944e-05
A03	GT1P1{1}	-0.01293555	-0.8181738	0.01176907	-1.367769e-05	2.346533e-05	-2.901509e-05
A03	GT2P2{1}	-0.01308892	-0.7908141	0.01305314	-1.419204e-05	2.595667e-05	-3.293422e-05
A03	Gravity{1}	-0.007331929	-1.07658	-0.0002143554	-7.960165e-06	5.589356e-09	-2.73527e-06
A03	Thermal 1{1}	-0.0002748673	-0.0525452	-0.00681745	9.507482e-07	-4.55482e-06	-0.0002113704
A03	Thermal 2{1}	-0.0003095832	-0.05918169	-0.007678499	1.070828e-06	-5.130097e-06	-0.0002380666
A03	Pressure 1{1}	-5.248222e-05	-0.0100328	-0.001301701	1.815326e-07	-8.696817e-07	-4.035834e-05
A03	Pressure 2{1}	-5.248222e-05	-0.0100328	-0.001301701	1.815326e-07	-8.696817e-07	-4.035834e-05

Displacement							
Point Name	Load Combination	Translation X [mm]	Translation Y [mm]	Translation Z [mm]	Rotations X [deg]	Rotations Y [deg]	Rotations Z [deg]
A03	GT1{1}	-0.007606797	-1.129125	-0.007031805	-7.009417e-06	-4.549231e-06	-0.0002141057
A03	GT2{1}	-0.007641512	-1.135762	-0.007892855	-6.889337e-06	-5.124508e-06	-0.0002408019
A03	GT1P1{1}	-0.007659279	-1.139158	-0.008333506	-6.827884e-06	-5.418912e-06	-0.000254464
A03	GT2P2{1}	-0.007693994	-1.145795	-0.009194555	-6.707804e-06	-5.994189e-06	-0.0002811602
A04	Gravity{1}	-0.005555635	-1.076469	-0.0001623805	-7.501112e-06	-5.044728e-09	5.280029e-07
A04	Thermal 1{1}	-0.0006859294	-0.006268167	0.01703155	-8.73426e-06	-2.50301e-05	0.0001102764
A04	Thermal 2{1}	-0.0007725628	-0.007059842	0.01918264	-9.837403e-06	-2.819142e-05	0.0001242044
A04	Pressure 1{1}	-0.000130969	-0.001196823	0.003251945	-1.66769e-06	-4.779162e-06	2.105581e-05
A04	Pressure 2{1}	-0.000130969	-0.001196823	0.003251945	-1.66769e-06	-4.779162e-06	2.105581e-05
A04	GT1{1}	-0.006241565	-1.082737	0.01686917	-1.623537e-05	-2.503515e-05	0.0001108045
A04	GT2{1}	-0.006328198	-1.083529	0.01902026	-1.733851e-05	-2.819647e-05	0.0001247324
A04	GT1P1{1}	-0.006372534	-1.083934	0.02012111	-1.790306e-05	-2.981431e-05	0.0001318603
A04	GT2P2{1}	-0.006459167	-1.084726	0.02227221	-1.90062e-05	-3.297563e-05	0.0001457882
A04	Gravity{1}	-0.005154859	-1.076501	-0.0001478242	-6.917819e-06	-6.212752e-09	-4.133211e-07
A04	Thermal 1{1}	-0.0001961427	0.0005854557	0.007645982	-4.257058e-06	5.505072e-05	-4.846204e-05
A04	Thermal 2{1}	-0.0002209157	0.0006593992	0.008611675	-4.794727e-06	6.200366e-05	-5.458283e-05
A04	Pressure 1{1}	-3.745082e-05	0.0001117849	0.001459898	-8.12828e-07	1.051119e-05	-9.253175e-06

Displacement							
Point Name	Load Combination	Translation X [mm]	Translation Y [mm]	Translation Z [mm]	Rotations X [deg]	Rotations Y [deg]	Rotations Z [deg]
A04	Pressure 2{1}	-3.745082e-05	0.0001117849	0.001459898	-8.12828e-07	1.051119e-05	-9.253175e-06
A04	GT1{1}	-0.005351001	-1.075915	0.007498158	-1.117488e-05	5.50445e-05	-4.887536e-05
A04	GT2{1}	-0.005375775	-1.075841	0.00846385	-1.171255e-05	6.199745e-05	-5.499615e-05
A04	GT1P1{1}	-0.005388453	-1.075804	0.008958056	-1.19877e-05	6.555569e-05	-5.812853e-05
A04	GT2P2{1}	-0.005413225	-1.07573	0.009923749	-1.252537e-05	7.250864e-05	-6.424933e-05
A05	Gravity{1}	-0.005570304	-1.076494	-0.0001637618	-6.369092e-06	1.242308e-08	-1.589828e-07
A05	Thermal 1{1}	0.001629754	0.003921165	-0.04762871	-9.117392e-06	2.708169e-05	0.0001177676
A05	Thermal 2{1}	0.001835593	0.004416411	-0.05364425	-1.026892e-05	3.050213e-05	0.0001326418
A05	Pressure 1{1}	0.0003111796	0.0007486938	-0.009094063	-1.740843e-06	5.170885e-06	2.248615e-05
A05	Pressure 2{1}	0.0003111796	0.0007486938	-0.009094063	-1.740843e-06	5.170885e-06	2.248615e-05
A05	GT1{1}	-0.003940551	-1.072573	-0.04779248	-1.548648e-05	2.709411e-05	0.0001176087
A05	GT2{1}	-0.003734712	-1.072077	-0.05380801	-1.663802e-05	3.051455e-05	0.0001324828
A05	GT1P1{1}	-0.003629371	-1.071824	-0.05688654	-1.722733e-05	3.2265e-05	0.0001400948
A05	GT2P2{1}	-0.003423532	-1.071329	-0.06290207	-1.837886e-05	3.568544e-05	0.0001549689
A05	Gravity{1}	-0.00736582	-1.076481	-0.0002267032	-5.818069e-06	-8.762752e-09	-7.47205e-09
A05	Thermal 1{1}	0.0007152247	0.06077288	-0.006768098	1.467854e-06	-0.000113838	-0.0002171361
A05	Thermal 2{1}	0.0008055579	0.06844854	-0.007622913	1.653245e-06	-0.0001282158	-0.0002445605

Displacement							
Point Name	Load Combination	Translation X [mm]	Translation Y [mm]	Translation Z [mm]	Rotations X [deg]	Rotations Y [deg]	Rotations Z [deg]
A05	Pressure 1{1}	0.0001365625	0.01160377	-0.001292277	2.80267e-07	-2.173583e-05	-4.145921e-05
A05	Pressure 2{1}	0.0001365625	0.01160377	-0.001292277	2.80267e-07	-2.173583e-05	-4.145921e-05
A05	GT1{1}	-0.006650595	-1.015708	-0.006994802	-4.350215e-06	-0.0001138467	-0.0002171435
A05	GT2{1}	-0.006560262	-1.008033	-0.007849616	-4.164824e-06	-0.0001282245	-0.000244568
A05	GT1P1{1}	-0.006514033	-1.004105	-0.008287079	-4.069948e-06	-0.0001355826	-0.0002586028
A05	GT2P2{1}	-0.0064237	-0.996429	-0.009141894	-3.884557e-06	-0.0001499604	-0.0002860272
A06	Gravity{1}	-0.01155472	-1.076532	-0.0003270644	-5.233098e-06	-3.311817e-08	-9.875747e-07
A06	Thermal 1{1}	-0.001254872	-0.2471941	0.07482298	-1.136492e-06	7.535753e-06	-0.0001123871
A06	Thermal 2{1}	-0.001413363	-0.2784149	0.08427317	-1.280032e-06	8.487524e-06	-0.0001265817
A06	Pressure 1{1}	-0.0002396009	-0.0471984	0.01428644	-2.169979e-07	1.438851e-06	-2.145881e-05
A06	Pressure 2{1}	-0.0002396009	-0.0471984	0.01428644	-2.169979e-07	1.438851e-06	-2.145881e-05
A06	GT1{1}	-0.01280959	-1.323726	0.07449592	-6.36959e-06	7.502634e-06	-0.0001133747
A06	GT2{1}	-0.01296808	-1.354946	0.08394611	-6.51313e-06	8.454405e-06	-0.0001275692
A06	GT1P1{1}	-0.01304919	-1.370924	0.08878236	-6.586588e-06	8.941485e-06	-0.0001348335
A06	GT2P2{1}	-0.01320768	-1.402145	0.09823256	-6.730128e-06	9.893256e-06	-0.0001490281
A06	Gravity{1}	-0.01434842	-1.076682	-0.0004073448	-4.768059e-06	-3.212044e-08	2.405249e-06
A06	Thermal 1{1}	0.0002708321	0.004707893	-0.01139485	-1.755313e-05	9.946817e-05	0.0004736576

Displacement							
Point Name	Load Combination	Translation X [mm]	Translation Y [mm]	Translation Z [mm]	Rotations X [deg]	Rotations Y [deg]	Rotations Z [deg]
A06	Thermal 2{1}	0.0003050384	0.005302503	-0.01283403	-1.977011e-05	0.0001120311	0.0005334808
A06	Pressure 1{1}	5.171176e-05	0.0008989089	-0.002175694	-3.351535e-06	1.899211e-05	9.043856e-05
A06	Pressure 2{1}	5.171176e-05	0.0008989089	-0.002175694	-3.351535e-06	1.899211e-05	9.043856e-05
A06	GT1{1}	-0.01407759	-1.071974	-0.0118022	-2.232119e-05	9.943605e-05	0.0004760629
A06	GT2{1}	-0.01404339	-1.07138	-0.01324137	-2.453817e-05	0.0001119989	0.0005358861
A06	GT1P1{1}	-0.01402588	-1.071075	-0.01397789	-2.567273e-05	0.0001184282	0.0005665015
A06	GT2P2{1}	-0.01399167	-1.070481	-0.01541707	-2.78897e-05	0.0001309911	0.0006263247
A07	Gravity{1}	-0.01151373	-1.07617	-0.0003262586	-3.906086e-06	-6.221111e-09	-8.198675e-06
A07	Thermal 1{1}	1.651609e-05	0.2283538	-0.02917123	1.79028e-06	-4.833572e-05	-0.000150084
A07	Thermal 2{1}	1.860208e-05	0.2571951	-0.03285557	2.016394e-06	-5.444056e-05	-0.0001690397
A07	Pressure 1{1}	3.153525e-06	0.0436011	-0.005569853	3.4183e-07	-9.229057e-06	-2.865652e-05
A07	Pressure 2{1}	3.153525e-06	0.0436011	-0.005569853	3.4183e-07	-9.229057e-06	-2.865652e-05
A07	GT1{1}	-0.01149721	-0.8478159	-0.02949748	-2.115806e-06	-4.834194e-05	-0.0001582827
A07	GT2{1}	-0.01149512	-0.8189747	-0.03318183	-1.889692e-06	-5.444678e-05	-0.0001772384
A07	GT1P1{1}	-0.01149406	-0.8042148	-0.03506734	-1.773976e-06	-5.7571e-05	-0.0001869392
A07	GT2P2{1}	-0.01149197	-0.7753736	-0.03875168	-1.547863e-06	-6.367584e-05	-0.0002058949
A07	Gravity{1}	-0.006839952	-1.077942	-0.0002008896	-4.344315e-06	5.192695e-09	2.530821e-05

Displacement							
Point Name	Load Combination	Translation X [mm]	Translation Y [mm]	Translation Z [mm]	Rotations X [deg]	Rotations Y [deg]	Rotations Z [deg]
A07	Thermal 1{1}	-0.0006022063	-0.07177274	0.01412468	1.931409e-06	6.182976e-06	-0.0001361336
A07	Thermal 2{1}	-0.0006782653	-0.08083768	0.01590863	2.175347e-06	6.96389e-06	-0.0001533274
A07	Pressure 1{1}	-0.0001149832	-0.01370404	0.002696918	3.687766e-07	1.180556e-06	-2.599289e-05
A07	Pressure 2{1}	-0.0001149832	-0.01370404	0.002696918	3.687766e-07	1.180556e-06	-2.599289e-05
A07	GT1{1}	-0.007442158	-1.149714	0.01392379	-2.412906e-06	6.188169e-06	-0.0001108254
A07	GT2{1}	-0.007518217	-1.158779	0.01570775	-2.168968e-06	6.969082e-06	-0.0001280192
A07	GT1P1{1}	-0.007557142	-1.163419	0.01662071	-2.044129e-06	7.368726e-06	-0.0001368183
A07	GT2P2{1}	-0.0076332	-1.172483	0.01840466	-1.800191e-06	8.149638e-06	-0.0001540121
A08	Gravity{1}	-0.003534866	-1.071009	-0.0001012935	-8.682351e-07	-2.497735e-09	-7.60224e-05
A08	Thermal 1{1}	0.0009510485	0.05895315	-0.02736971	-4.71986e-06	1.74796e-05	0.000112527
A08	Thermal 2{1}	0.001071167	0.06639897	-0.03082653	-5.315982e-06	1.968728e-05	0.0001267392
A08	Pressure 1{1}	0.00018159	0.01125631	-0.00522588	-9.01194e-07	3.337494e-06	2.148551e-05
A08	Pressure 2{1}	0.00018159	0.01125631	-0.00522588	-9.01194e-07	3.337494e-06	2.148551e-05
A08	GT1{1}	-0.002583818	-1.012056	-0.02747101	-5.588095e-06	1.74771e-05	3.650457e-05
A08	GT2{1}	-0.0024637	-1.00461	-0.03092782	-6.184217e-06	1.968478e-05	5.071681e-05
A08	GT1P1{1}	-0.002402228	-1.0008	-0.03269688	-6.489289e-06	2.081459e-05	5.799008e-05
A08	GT2P2{1}	-0.00228211	-0.9933537	-0.0361537	-7.08541e-06	2.302228e-05	7.220233e-05

Displacement							
Point Name	Load Combination	Translation X [mm]	Translation Y [mm]	Translation Z [mm]	Rotations X [deg]	Rotations Y [deg]	Rotations Z [deg]
A08	Gravity{1}	-0.001390148	-1.097064	-4.194013e-05	-9.077173e-06	5.626199e-09	0.0002127607
A08	Thermal 1{1}	0.0004617757	-0.01027662	0.00401664	1.970295e-06	-4.131033e-05	-0.0001032456
A08	Thermal 2{1}	0.0005200983	-0.01157456	0.00452394	2.219145e-06	-4.652785e-05	-0.0001162856
A08	Pressure 1{1}	8.816987e-05	-0.001962182	0.0007669234	3.762014e-07	-7.887653e-06	-1.971336e-05
A08	Pressure 2{1}	8.816987e-05	-0.001962182	0.0007669234	3.762014e-07	-7.887653e-06	-1.971336e-05
A08	GT1{1}	-0.0009283726	-1.107341	0.003974699	-7.106878e-06	-4.130471e-05	0.0001095151
A08	GT2{1}	-0.0008700499	-1.108639	0.004482003	-6.858028e-06	-4.652223e-05	9.647507e-05
A08	GT1P1{1}	-0.0008402027	-1.109303	0.004741623	-6.730676e-06	-4.919236e-05	8.98017e-05
A08	GT2P2{1}	-0.0007818801	-1.110601	0.005248927	-6.481826e-06	-5.440988e-05	7.676171e-05
A09	Gravity{1}	-0.000489648	-0.9994582	-1.427733e-05	1.321547e-05	-1.352664e-09	-0.00053031
A09	Thermal 1{1}	0.0009032981	-0.01778378	0.01139313	-1.802758e-06	1.468183e-05	3.688854e-05
A09	Thermal 2{1}	0.001017385	-0.02002989	0.01283209	-2.030448e-06	1.653616e-05	4.154759e-05
A09	Pressure 1{1}	0.0001724726	-0.003395574	0.002175365	-3.442125e-07	2.803299e-06	7.043371e-06
A09	Pressure 2{1}	0.0001724726	-0.003395574	0.002175365	-3.442125e-07	2.803299e-06	7.043371e-06
A09	GT1{1}	0.0004136502	-1.017242	0.01137885	1.141271e-05	1.468048e-05	-0.0004934215
A09	GT2{1}	0.0005277374	-1.019488	0.01281781	1.118502e-05	1.65348e-05	-0.0004887625
A09	GT1P1{1}	0.0005861229	-1.020638	0.01355421	1.10685e-05	1.748378e-05	-0.0004863781

Displacement							
Point Name	Load Combination	Translation X [mm]	Translation Y [mm]	Translation Z [mm]	Rotations X [deg]	Rotations Y [deg]	Rotations Z [deg]
A09	GT2P2{1}	0.0007002101	-1.022884	0.01499317	1.084081e-05	1.93381e-05	-0.0004817191
A09	Gravity{1}	-0.0002106285	-1.364604	-6.185222e-06	-3.01672e-05	3.932194e-10	0.0009903623
A09	Thermal 1{1}	0.00238399	0.004444164	-0.002780509	-5.379446e-07	6.090451e-06	6.036302e-06
A09	Thermal 2{1}	0.0026851	0.005005465	-0.003131689	-6.058874e-07	6.859679e-06	6.798691e-06
A09	Pressure 1{1}	0.0004551926	0.0008485535	-0.0005309008	-1.027133e-07	1.16289e-06	1.152551e-06
A09	Pressure 2{1}	0.0004551926	0.0008485535	-0.0005309008	-1.027133e-07	1.16289e-06	1.152551e-06
A09	GT1{1}	0.002173371	-1.360159	-0.002786694	-3.070514e-05	6.090844e-06	0.0009963986
A09	GT2{1}	0.002474471	-1.359598	-0.003137874	-3.077309e-05	6.860072e-06	0.0009971609
A09	GT1P1{1}	0.002628563	-1.359311	-0.003317595	-3.080786e-05	7.253735e-06	0.0009975511
A09	GT2P2{1}	0.002929664	-1.35875	-0.003668775	-3.08758e-05	8.022962e-06	0.0009983135
A10	Gravity{1}	-1.758946e-08	-4.984441e-05	-5.148224e-10	-1.875054e-09	-7.718164e-15	6.37538e-08
A10	Thermal 1{1}	0.004112384	-1.186132e-07	0.00012052	8.366964e-12	-2.737999e-10	-3.675254e-10
A10	Thermal 2{1}	0.00463178	-1.335941e-07	0.0001357418	9.423717e-12	-3.08381e-10	-4.139442e-10
A10	Pressure 1{1}	0.0007852045	-2.26476e-08	2.301168e-05	1.59756e-12	-5.227841e-11	-7.017405e-11
A10	Pressure 2{1}	0.0007852045	-2.26476e-08	2.301168e-05	1.59756e-12	-5.227841e-11	-7.017405e-11
A10	GT1{1}	0.004112366	-4.996302e-05	0.0001205195	-1.866687e-09	-2.738076e-10	6.338627e-08
A10	GT2{1}	0.004631762	-4.9978e-05	0.0001357413	-1.865631e-09	-3.083887e-10	6.333985e-08
A10	GT1P1{1}	0.00489757	-4.998567e-05	0.0001435312	-1.86509e-09	-3.26086e-10	6.331609e-08

Displacement							
Point Name	Load Combination	Translation X [mm]	Translation Y [mm]	Translation Z [mm]	Rotations X [deg]	Rotations Y [deg]	Rotations Z [deg]
A10	GT2P2{1}	0.005416967	-5.000065e-05	0.0001587529	-1.864033e-09	-3.606671e-10	6.326967e-08

BIODATA PENULIS



Penulis bernama lengkap Cindy Diniharziany Yumm dilahirkan di Jakarta pada 23 Februari 1998. Penulis merupakan anak kedua dari dua bersaudara. Pendidikan SD hingga SMA ditempuh di kota Jakarta yaitu SD YAPENKA, SMPN 12 Jakarta, dan SMAN 70 Jakarta. Setelah lulus pendidikan SMA pada tahun 2015, penulis mengikuti program mandiri/pkm ITS dan diterima di jurusan Teknik Kelautan ITS. Kemudian penulis mengambil bidang studi produksi terkait analisa dan keandalan pipa. Selama perkuliahan penulis juga aktif dalam kegiatan ORMAWA seperti himpunan jurusan, BEM FTK, dan SPE ITS. Dan juga beberapa seminar dan pelatihan yang diselenggarakan oleh jurusan, fakultas, maupun institut. Dalam pengaplikasian keilmuan yang didapat sebelum menyelesaikan Tugas Akhir, penulis melakukan kerja praktik selama 2 bulan di Premier Oil Indonesia di divisi FERI (Facilities, Engineering, Reliability, Integrity). Kemudian pada Januari 2019, penulis selesai mengerjakan dan ujian Tugas Akhir sebagai syarat kelulusan pendidikan sarjana, dengan judul penelitian “Analisis *Risk Based Inspection* (RBI) pada Subsea Pipeline akibat *Upheaval Buckling*”.

Kontak Penulis: Hp: 082228647564/ Email: Cindydyumm@yahoo.com